

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

DRAYTON ROGER LEBID

ALOCÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO CRITÉRIOS DE MÁXIMO
CARREGAMENTO E ESTABILIDADE DE TENSÃO

CURITIBA

2017

DRAYTON ROGER LEBID

ALOCÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO CRITÉRIOS DE MÁXIMO
CARREGAMENTO E ESTABILIDADE DE TENSÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof^a. Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes

Coorientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

CURITIBA

2017

L444a

Lebid, Drayton Roger

Alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão em redes de distribuição incluindo critérios de máximo carregamento e estabilidade de tensão / Drayton Roger Lebid. – Curitiba, 2017.

153 f. : il. color. ; 30 cm.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2017.

Orientador: Thelma Solange Piazza Fernandes.

Coorientador: Alexandre Rasi Aoki.

1. Energia elétrica. 2. Algoritmos genéticos. 3. Reguladores de tensão.
I. Universidade Federal do Paraná. II. Fernandes, Thelma Solange Piazza.
III. Aoki, Alexandre Rasi. IV. Título.

CDD: 621.31913


TERMO DE APROVAÇÃO

DRAYTON ROGER LEBID

ALOCÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO INCLUINDO CRITÉRIOS DE MÁXIMO CARREGAMENTO E ESTABILIDADE DE TENSÃO


Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:


Orientador:


Prof. Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Prof. Dr. Prof. Dr. Roman Kuiava
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Prof. Dra. Elizete Maria Lourenço
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Professor: Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito
Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, UTFPR

Curitiba, 26 de maio de 2017.

Dedico ao meu primeiro filho Heitor que está para nascer
e à minha esposa.

AGRADECIMENTOS

À Prof^a. Dra. Thelma Fernandes por sua orientação, paciência e sabedoria. O exemplo de seu trabalho abdicado encoraja a seguir a via da pesquisa.

Ao Prof. Dr. Alexandre Aoki por coorientar e pelas ferramentas aprendidas em suas disciplinas. Aos professores do PPGEE/UFPR pelo curso que forneceu a base para desenvolvimento do trabalho. Ao Instituto LACTEC pela bolsa de mestrado ofertada na etapa inicial. À Itaipu Binacional pelo ambiente profissional.

Ao amigo Daniel Heidemann pela indicação que deu origem ao trabalho.

Aos meus pais, pela educação nos anos iniciais que fez despertar o gosto pelos estudos.

À minha esposa pela confiança, estímulo e carinho nas horas difíceis, e pela relevante contribuição como revisora.

A Deus por permitir que eu tivesse saúde, entusiasmo e principalmente pela fé de que eu não estava sozinho neste caminho.

RESUMO

Para o problema de alocação simultânea de banco de capacitores (BCs) e reguladores de tensão (RTs) em redes de distribuição, os critérios de otimização tradicionalmente utilizados são os relacionados ao perfil de tensão, perdas elétricas e custo de equipamentos. Este trabalho introduz novos critérios de otimização a este problema, que são o máximo carregamento e a estabilidade de tensão. A solução é obtida via Algoritmos Genéticos (AG) e Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Para avaliar a estabilidade de tensão são aplicados dois índices de barra conhecidos na literatura, ambos formulados a partir do determinante da equação de tensão. O cômputo do máximo carregamento é feito via FPO. As simulações realizadas em sistemas teste de 11 e 70 barras revelam que os benefícios da inserção dos BCs e RTs são compartilhados com as novas funções, sem que essa vinculação resulte em custos excessivos de equipamentos. O trabalho constata que a partir do efeito combinado da alocação de BCs e RTs é possível também ajustar bons intervalos de variação para o índice de estabilidade de tensão.

Palavras-chave: Estabilidade de Tensão. Máximo Carregamento. Algoritmos Genéticos. Banco de Capacitores. Reguladores de Tensão.

ABSTRACT

To the problem that allocates capacitors banks and voltage regulators in distribution networks, the traditional optimization criteria are related to the voltage profile, electric losses and equipment costs. This work introduces new criteria to this problem, which are maximum loadability and voltage stability. The solution is obtained via Genetic Algorithms and Optimal Power Flow. Two bus indices known by the literature are applied to evaluate the voltage stability, both indices formulated from the determinant of the voltage equation. The computation of the maximum load is done via Optimal Power Flow. The simulations, performed using 11 and 70 bus systems, reveal that the benefits of insertion of the capacitors banks and voltage regulators are shared with the new functions, without this linkage resulting in excessive equipment costs. The work shows that from the combined effect of the allocation of capacitors bank and voltage regulators, it is also possible to adjust good intervals for the voltage stability index.

Key-words: Voltage Stability. Maximum Loadability. Genetic Algorithms. Capacitors Bank. Voltage Regulators.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – REGULADORES DE TENSÃO POR INDUÇÃO.....	18
FIGURA 2 – REGULADORES DE TENSÃO POR DEGRAU – TIPO A e B.....	18
FIGURA 3 – ALIMENTADOR COM REGULADOR E CAPACITOR.....	19
FIGURA 4 – PERFIL DE TENSÃO.....	19
FIGURA 5 – CIRCUITO RADIAL SIMPLES	21
FIGURA 6 – GRANDEZAS ELÉTRICAS COM O AUMENTO DE CARGA	22
FIGURA 7 – LOCUS DA CURVA P-V	24
FIGURA 8 – CLASSIFICAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	26
FIGURA 9 – LINHA DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL.....	34
FIGURA 10 – PARÂMETROS PARA REVISÃO DOS IETs	46
FIGURA 11 – TIPOS DE ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO	47
FIGURA 12 – FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DOS IETs	52
FIGURA 13 – INTERFACE GRÁFICA DO PROGRAMA DE ALOCAÇÃO.....	57
FIGURA 14 – COMPOSIÇÃO DA FUNÇÃO OBJETIVO	59
FIGURA 15 – CODIFICAÇÃO DA STRING.....	62
FIGURA 16 – DECODIFICAÇÃO DE LINHA.....	62
FIGURA 17 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 11 BARRAS	69
FIGURA 18 – FLUXOGRAMA PARA DEFINIÇÃO DA CARGA	70
FIGURA 19 – PERFIL DE SI PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 11 BARRAS ..	72
FIGURA 20 – ÍNDICE SI PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 11 BARRAS.....	73
FIGURA 21 – PERFIL DE L PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 11 BARRAS....	74
FIGURA 22 – ÍNDICE L PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 11 BARRAS	74
FIGURA 23 – CURVA P-V PARA A BARRA 6	76
FIGURA 24 – PERDAS ELÉTRICAS – COM E SEM ALOCAÇÃO	82
FIGURA 25 – QUEDAS DE TENSÃO – COM E SEM ALOCAÇÃO	83
FIGURA 26 – ÍNDICE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO – SI	83
FIGURA 27 – CENÁRIO II – RESULTADO DAS ALOCAÇÕES	87
FIGURA 28 – PERFIL DE SI – CENÁRIOS I, II, III e IV – 11 BARRAS	88
FIGURA 29 – PERDAS ELÉTRICAS – COM E SEM ALOCAÇÃO	90
FIGURA 30 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 70 BARRAS	91
FIGURA 31 – PERFIL DE SI PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 70 BARRAS ..	93
FIGURA 32 – ÍNDICE SI PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 70 BARRAS.....	94

FIGURA 33 – PERFIL DE L PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 70 BARRAS...	94
FIGURA 34 – ÍNDICE L PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 70 BARRAS	95
FIGURA 35 – CURVA P-V PARA A BARRA 49	96
FIGURA 36 – QUANTIDADE DE OPÇÕES DE ALOCAÇÃO DE BCs e RTs	98
FIGURA 37 – PERFIL DO ÍNDICE SI – CENÁRIO I	103
FIGURA 38 – PERFIL DO ÍNDICE SI – CENÁRIO II	107
FIGURA 39 – PERFIL DO ÍNDICE SI – CENÁRIO III	111
FIGURA 40 – PERFIL DO ÍNDICE SI – CENÁRIO IV	116

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – PARÂMETROS PARA CÁLCULO DO ÍNDICE L.....	32
TABELA 2 – REVISÃO DOS IETs.....	47
TABELA 3 – MÉTRICAS BÁSICAS DO GS RANK	54
TABELA 4 – CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO	58
TABELA 5 – FUNÇÕES DO AG E DO FPO NO MODELO PROPOSTO	60
TABELA 6 – CARACTERÍSTICAS AJUSTADAS DO AG.....	61
TABELA 7 – TAMANHO DOS BCs	64
TABELA 8 – QUADRO RESUMO DAS FUNÇÕES OBJETIVO.....	64
TABELA 9 – SÍNTESE DO MÉTODO DO CRITÉRIO GLOBAL.....	67
TABELA 10 – MÁXIMO CARREGAMENTO (100% de Pd_MAX).....	71
TABELA 11 – INDICADORES DE MÁXIMO CARREGAMENTO.....	75
TABELA 12 – DADOS PARA CURVA P-V.....	75
TABELA 13 – CLASSIFICAÇÃO DE CORRELAÇÃO POSITIVA.....	77
TABELA 14 – CORRELAÇÃO POSITIVA	78
TABELA 15 – CARACTERÍSTICAS DOS IETs.....	78
TABELA 16 – INTERVALOS DO CRITÉRIO GLOBAL – 11 BARRAS.....	80
TABELA 17 – RESULTADOS DAS ALOCAÇÕES – 11 BARRAS	81
TABELA 18 – ALOCAÇÃO EXCLUSIVA DE BCs – 11 BARRAS	81
TABELA 19 – INDIVÍDUO, GERAÇÃO E Δt_{simu} – 11 barras	84
TABELA 20 – RESULTADOS DAS ALOCAÇÕES – 11 BARRAS	85
TABELA 21 – BCs ALOCADOS – 11 BARRAS	86
TABELA 22 – RTs ALOCADOS – 11 BARRAS.....	86
TABELA 23 – RESUMO DOS RESULTADOS – SISTEMA DE 11 BARRAS.....	90
TABELA 24 – DADOS PARA CURVA P-V.....	95
TABELA 25 – INDICADORES DE MÁXIMO CARREGAMENTO.....	96
TABELA 26 – SEM ALOCAÇÃO – 70 BARRAS	97
TABELA 27 – INDIVÍDUO, GERAÇÃO E Δt_{simu} – CENÁRIO I	99
TABELA 28 – SIMULAÇÕES DO CENÁRIO I – 70 BARRAS	99
TABELA 29 – BCs ALOCADOS NO CENÁRIO I – 70 BARRAS.....	101
TABELA 30 – RTs ALOCADOS NO CENÁRIO I – 70 BARRAS	101
TABELA 31 – INDIVÍDUO, GERAÇÃO E Δt_{simu} – CENÁRIO II	104
TABELA 32 – SIMULAÇÕES DO CENÁRIO II – 70 BARRAS.....	104

TABELA 33 – BCs ALOCADOS NO CENÁRIO II – 70 BARRAS.....	105
TABELA 34 – RTs ALOCADOS NO CENÁRIO II – 70 BARRAS.....	106
TABELA 35 – INDIVÍDUO, GERAÇÃO E Δt_{simu} – CENÁRIO III	108
TABELA 36 – SIMULAÇÕES DO CENÁRIO III – 70 BARRAS.....	108
TABELA 37 – BCs ALOCADOS NO CENÁRIO III – 70 BARRAS.....	109
TABELA 38 – RTs ALOCADOS NO CENÁRIO III – 70 BARRAS.....	110
TABELA 39 – INDIVÍDUO, GERAÇÃO E Δt_{simu} – CENÁRIO IV.....	112
TABELA 40 – SIMULAÇÕES DO CENÁRIO IV – 70 BARRAS.....	113
TABELA 41 – BCs ALOCADOS NO CENÁRIO IV – 70 BARRAS	114
TABELA 42 – RTs ALOCADOS NO CENÁRIO IV – 70 BARRAS.....	115
TABELA 43 – RESUMO DOS RESULTADOS – SISTEMA DE 70 BARRAS.....	116
TABELA 44 – ANÁLISE DAS HIPÓTESES INICIAIS.....	118
TABELA 45 – RESULTADOS DO SISTEMA DE 70 BARRAS.....	121
TABELA 46 – SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	122
TABELA 47 – DADOS DAS CARGAS PARA O SISTEMA DE 11 BARRAS.....	142
TABELA 48 – DADOS DAS LINHAS PARA O SISTEMA DE 11 BARRAS.....	142

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	CONTEXTO	12
1.2	OBJETIVOS	13
1.2.1	OBJETIVO GERAL	13
1.2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
1.3	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	14
1.4	JUSTIFICATIVA	14
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1	CONTROLE DE TENSÃO	16
2.1.1	CAPACITORES SHUNT	16
2.1.2	CAPACITORES SÉRIE	17
2.1.3	REGULADORES DE TENSÃO	17
2.1.4	PERFIL DE TENSÃO	19
2.2	ESTABILIDADE DE TENSÃO	20
2.2.1	COLAPSO DE TENSÃO	25
2.2.2	CLASSIFICAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	26
2.2.3	ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	27
2.2.4	ÍNDICES DE BARRA APLICADOS PARA A ESTABILIDADE DE TENSÃO	27
2.2.4.1	ÍNDICE L	28
2.2.4.2	ÍNDICE SI	33
2.3	MÁXIMO CARREGAMENTO	37
2.3.1	FORMULAÇÃO DO MÁXIMO CARREGAMENTO	39
2.3.1.1	OTIMIZAÇÃO IRRESTRITA	39
2.3.1.2	OTIMIZAÇÃO RESTRITA	39

2.3.1.3	RESTRIÇÕES DE IGUALDADE	40
2.3.1.4	FORMA RETANGULAR DO ÂNGULO DE REFERÊNCIA.....	42
2.3.1.1	RESTRIÇÕES DE DESIGUALDADE	43
2.3.1.5	FORMULAÇÃO GERAL DO MÁXIMO CARREGAMENTO.....	44
3	REVISÃO DA LITERATURA.....	45
3.1	ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO.....	45
3.1.1	ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO PROPOSTOS NA LITERATURA.....	46
3.1.2	MOTIVAÇÃO E COMENTÁRIOS SOBRE OS ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO ADOTADOS.....	52
3.2	MÉTODOS DE CÁLCULO DO MÁXIMO CARREGAMENTO.....	55
4	MATERIAL E MÉTODOS.....	56
4.1	MATERIAL	56
4.2	MÉTODOS	58
4.2.1	CONFIGURAÇÃO DO FPO.....	61
4.2.2	CONFIGURAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO APLICADO.....	61
4.2.2.1	CODIFICAÇÃO DO INDIVÍDUO.....	61
4.2.2.2	SEQUÊNCIA DO RT	62
4.2.2.3	SEQUÊNCIA DO BC	63
4.2.3	MEMÓRIA	64
4.2.4	QUADRO RESUMO DAS FUNÇÕES OBJETIVO.....	64
4.2.5	NORMALIZAÇÃO DAS FUNÇÕES OBJETIVO.....	65
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	69
5.1	SISTEMA DE 11 BARRAS	69
5.1.1	SIMULAÇÃO SEM ALOCAÇÃO.....	70
5.1.2	CONSIDERAÇÕES SOBRE A APLICAÇÃO DOS ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO NA FITNESS.....	76

5.1.2.1 ANÁLISE DE CORRELAÇÃO	76
5.1.2.2 DETERMINAÇÃO DO IET PARA A FITNESS	78
5.2.1 SIMULAÇÃO SEM ALOCAÇÃO	92
5.2.2 SIMULAÇÃO COM ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE BCs E RTs	97
5.2.2.1 CENÁRIO I	99
5.2.2.2 CENÁRIO II	103
5.2.2.3 CENÁRIO III	108
5.2.2.4 CENÁRIO IV	112
5.2.2.5 BREVES COMENTÁRIOS SOBRE AS ALOCAÇÕES	116
6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	118
6.1 CONCLUSÃO	118
6.2 TRABALHOS FUTUROS	122
REFERÊNCIAS	124
ANEXO A – CARACTERIZAÇÃO DO ÍNDICE L	131
ANEXO B – FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	134
ANEXO C – ALGORITMOS GENÉTICOS	139
ANEXO D – DADOS DOS SISTEMAS	142
D.1 SISTEMA DE 11 BARRAS	142
D.2 SISTEMA DE 70 BARRAS	142
ANEXO E – FUNÇÕES TRADICIONAIS	145
ANEXO F – INTERVALOS DO MÉTODO DO CRITÉRIO GLOBAL	150

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

As características de um sistema de distribuição (SD) – como alta demanda de potência reativa, cargas crescentes e desbalanceadas – comprometem a qualidade de energia elétrica (QEE) disponibilizada pelas concessionárias. No Brasil, a QEE dos SDs é padronizada e normatizada pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A norma vigente estabelece padrões de qualidade para a tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio e flutuação de tensão, variação de tensão de curta duração e variação de frequência (ANEEL, 2016). Quando as concessionárias não satisfazem a estes padrões exigidos, elas sofrem prejuízos devido às perdas elétricas e multas pelo não cumprimento dos limites estabelecidos.

Além destes requisitos, uma fonte adicional de preocupação no planejamento e operação do sistema elétrico refere-se à segurança operativa da rede. Há eventos para os quais não são aplicados indicadores normatizados pelas agências reguladoras para contabilização de multas, mas que devem ser considerados, principalmente porque podem levar a uma limitação completa do sistema, tal como os blecautes registrados em vários locais do mundo.

Assim, deve-se considerar que nas redes de distribuição:

- em virtude da operação de sistemas bastante carregados, da topologia e da habilidade de suporte de reativos pode-se conduzir o sistema ao fenômeno conhecido como colapso de tensão; e
- dada a constante prolongação da rede e o acoplamento adicional de novas cargas, outro aspecto relevante – e intrinsecamente vinculado à estabilidade de tensão – é o máximo carregamento admissível.

Neste contexto, um desafio que se apresenta é o desenvolvimento de ferramentas de suporte à tomada de decisão que possibilitem a supervisão em tempo real destes parâmetros e que na etapa de planejamento permitam a proposição de soluções para o seu progresso.

Tradicionalmente, os dispositivos tais como bancos de capacitores (BCs) e reguladores de tensão (RTs) são empregados pelas concessionárias para o controle de potência reativa e de tensão, o que resulta em melhoras de alguns aspectos da

QEE (como redução das perdas, adequação do perfil de tensão, correção do fator de potência), bem como redução dos intercâmbios indesejados de reativos.

Já para evitar a instabilidade de tensão, segundo Modarresi *et al.* (2016), há contramedidas que podem ser adotadas na etapa de planejamento. Nesse rol de medidas estão incluídos a alocação de banco de capacitores *shunt* e reguladores de tensão, além de outras possibilidades, tais como geração distribuída, corte de carga e a instalação de dispositivos *FACTs* (*Flexible AC Transmission Systems*).

Em vista disso, um cenário extensivo para o planejamento da alocação dos bancos de capacitores e reguladores de tensão deve considerar a avaliação dos requisitos de qualidade de energia concomitantemente aos da segurança operativa da rede. Tal cenário caracteriza o escopo de contribuição desse trabalho.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GERAL

Aprimorar a formulação matemática do problema de alocação ótima de bancos de capacitores e reguladores de tensão em redes de distribuição, através da inclusão de critérios de estabilidade de tensão e máximo carregamento em regime permanente.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar os índices de estabilidade de tensão, o máximo carregamento e as técnicas que serão empregadas para os seus cálculos;
- Formular matematicamente os novos critérios definidos e implementá-los computacionalmente;
- Adequar a base
 - matemática previamente desenvolvida por Szuvovivski (2008) para o problema de alocação, e
 - computacional previamente desenvolvida por Lachovicz (2016) para aplicação de uma interface gráfica ao problema;
- Integrar os novos critérios de otimalidade às formulações adequadas;

- Definir os cenários de simulação e realizar testes com o sistema proposto em Baran e Wu (1989).

1.3 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O problema de pesquisa abarca a otimização dos tradicionais critérios (minimização de perdas, custos de equipamentos e adequação do perfil de tensão) conjuntamente com novas funções (máximo carregamento e estabilidade de tensão) para alocação ótima de bancos de capacitores e reguladores de tensão em redes de distribuição, considerando o regime permanente.

1.4 JUSTIFICATIVA

Apesar de vários trabalhos já desenvolvidos sobre o tema de alocação ótima de dispositivos reguladores de tensão ao longo de redes de distribuição, novas contribuições ainda são possíveis, sendo que a proposta desse trabalho é ampliar as formulações desse tema de alocação de BCs e RTs em SDs.

Para a avaliação de um SD em distintos patamares de cargas, topologias e regimes de funcionamento pré e pós-inserção dos dispositivos reguladores, além da adequação do perfil de tensão e redução de perdas, diversos outros fatores são importantes, tais como os parâmetros que refletem a segurança do sistema.

Notabilizada pelas ocorrências registradas em diversos locais no mundo¹, a estabilidade de tensão tornou-se um aspecto relevante nas etapas de planejamento e operação de sistemas, principalmente tratando-se de redes carregadas em que quaisquer aumentos de carga podem ser problemáticos. Irisarri *et al.* (1997) esclarecem que ela se tornou um critério de limitação operacional mais acentuado que os limites térmicos das linhas.

A quantificação da proximidade ao limiar de estabilidade e qual a máxima carga admissível tornam-se assim grandezas a serem determinadas. Sendo que a possibilidade da avaliação/tomada de decisão com base em critérios mensuráveis

¹ Segundo Ajarapu (2007), alguns exemplos mundiais de incidentes relacionados ao colapso de tensão são do ano de 1996 no oeste dos Estados Unidos, blecaute de maio de 1997 do sistema chileno, apagão de 12 de julho de 2004 de toda a península de Atenas, entre outros.

constitui justamente a motivação para o presente estudo e implementação computacional desses novos parâmetros. Ou seja, para:

- a estabilidade de tensão: cálculo de um índice que avalie a proximidade ao colapso de tensão;
- o máximo carregamento admissível: cômputo do maior valor total que pode ser adicionado à carga atual do sistema.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O Capítulo 01 aborda a contextualização geral do problema, estabelecendo sua justificativa, bem como seus objetivos gerais e específicos. A fundamentação teórica, os conceitos e as formulações matemáticas empregadas são apresentadas no Capítulo 02, que é complementado com a revisão da literatura no Capítulo 03.

Vencida a etapa inicial, o Capítulo 04 engloba duas partes, que são material e métodos. A primeira parte refere-se às ferramentas computacionais utilizadas, destacando sucintamente suas principais componentes. E a segunda parte diz respeito às formulações desenvolvidas e adaptadas, elucidando as contribuições almeçadas com a metodologia empregada.

O Capítulo 05, separado para a análise e discussão dos resultados, busca caracterizar o sistema, ou seja, determinar o valor dos parâmetros de otimização da rede teste. Na sequência, os resultados da alocação dos dispositivos são apresentados normalizados em relação ao estado inicial, buscando explicitar os detalhes de cada solução.

A abordagem final é realizada no Capítulo 06 com base nos fundamentos, metodologia e resultados obtidos – inclui a conclusão, indicação de possíveis trabalhos futuros e discute as limitações do trabalho.

O trabalho incorpora também seis anexos que descrevem métodos, formulações e resultados que foram utilizados diretamente nos capítulos anteriores e são referentes a assuntos/teorias já consolidados em outros trabalhos, são eles: Anexo A – Caracterização do Índice L_j de Kessel, Anexo B – Fluxo de Potência Ótimo (FPO), Anexo C – Algoritmos Genéticos (AG), Anexo D – Dados dos Sistemas, Anexo E – Funções Tradicionais de Otimização, e Anexo F – Intervalos do Método do Critério Global.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONTROLE DE TENSÃO

Para uma operação eficiente e confiável de um sistema de potência, o controle da tensão e da potência reativa fazem com que a tensão nos terminais dos equipamentos conectados à rede permaneça restrita a valores de referência (dentro de limites de tolerância específicos) de forma a prolongar a vida útil e não afetar as “performances” das cargas. O problema da adequação do perfil de tensão ganha complexidade pelo fato de que uma rede elétrica alimenta diversas cargas, as quais podem ter características bastante distintas.

Nos terminais das unidades geradoras, a manutenção de um padrão de tensão é realizada por meio de um controle automático da excitação de campo. No entanto, um controle adicional é necessário de forma a permitir um perfil adequado de tensão ao longo dos alimentadores. A melhora na qualidade da energia neste quesito pode ser oriunda da alocação ótima de dispositivos reguladores de tensão.

A partir das tensões e dos ângulos nos diversos pontos de um sistema são determinados os fluxos de potência ativa e reativa em vários elementos do circuito, incluindo os dispositivos de compensação passiva. Conforme Murty (2005), os capacitores *shunt* e série proveem essa compensação passiva. Eles estão permanentemente conectados ao sistema e cooperam para o controle da tensão modificando as características da rede. Contribuem para a manutenção das tensões nas barras em que estão conectados, bem como para o perfil de tensão global.

Aplicações planejadas e coordenadas de dispositivos reguladores de tensão, por meio do estudo dos fluxos de potência e de estabilidade da rede, são importantes tanto para o desempenho dinâmico quanto em regime permanente do sistema elétrico de potência. Neste trabalho, as análises e formulações estão relacionadas com o regime permanente.

2.1.1 CAPACITORES *SHUNT*

Os capacitores *shunt* fornecem o suporte reativo de forma diretamente proporcional ao quadrado da tensão (do tipo $V^2 \cdot B$, em que B é a sua susceptância) e contribuem para a melhora da tensão local. Eles são recorrentemente utilizados em

redes de distribuição e aplicados em larga faixa de tamanhos para a correção do fator de potência e controle de tensão. Além de serem meios economicamente viáveis para o fornecimento de potência reativa (MURTY, 2005), eles são flexíveis para instalação e operação em vários pontos de uma rede de transmissão ou de distribuição.

Eles podem ser do tipo fixo (capacidade invariável com a carga e hora do dia) ou automático. Os automáticos respondem simplesmente a controles horários, a tensão ou a níveis de corrente. São instalados ao longo da extensão dos alimentadores para garantir que a tensão em todos os pontos permaneça dentro de limites máximos e mínimos permitidos com a variação da carga. São aplicados para compensar os excedentes reativos (do tipo $X.I^2$, em que X é a reatância da linha) e para garantir níveis de tensão adequados durante condições de carga pesada.

A principal desvantagem do emprego de capacitores *shunt* refere-se ao fato de que sua compensação reativa é proporcional ao quadrado da tensão, ou seja, os fluxos reativos fornecidos são reduzidos em situações de baixas tensões, justamente quando o suporte reativo se torna mais necessário.

2.1.2 CAPACITORES SÉRIE

São utilizados em série com o condutor da linha para compensar sua reatância indutiva. Ao reduzirem a reatância entre as barras as quais estão conectados, incrementam a máxima potência que pode ser transmitida e reduzem o nível de suporte de reativos necessário para a rede. Conforme Prabha Kundur (1994), os capacitores série não são tão utilizados na distribuição, sendo empregados comumente na subtransmissão para melhorar a regulação de tensão.

2.1.3 REGULADORES DE TENSÃO

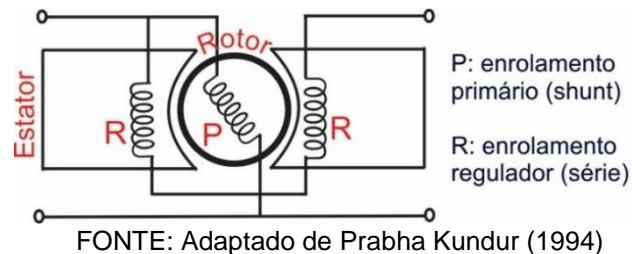
Devido a variações de carregamento, o regulador de tensão atua de maneira a aumentar ou diminuir a tensão. Durante condições de carga pesada, sua ação é no sentido de elevar o nível de tensão da rede e tal fato contribui para uma melhor eficácia dos capacitores *shunt*. A regulação automática de tensão da rede pode ser feita na subestação ou ao longo dos alimentadores.

Na subestação uma alternativa é aplicar um regulador de tensão que controle a tensão secundária. Nos alimentadores, o controle pode ser feito por reguladores

trifásicos (usados quando a carga e a tensão estão balanceadas) e, comumente, os reguladores monofásicos. Em ramais alimentadores muito longos empregam-se reguladores e capacitores *shunt* para prover uma regulação suplementar. Há dois tipos de reguladores de tensão: o de indução e o por degraus (KUNDUR, 1994).

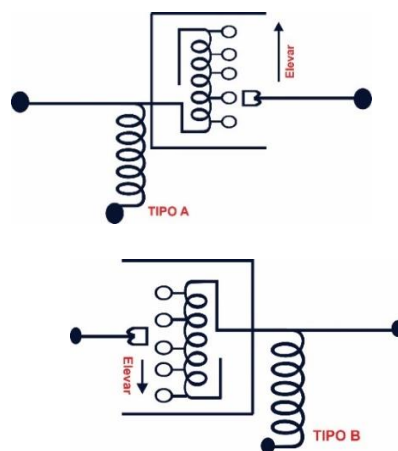
O regulador do tipo de indução, ilustrado na Figura 1, consiste em dois conjuntos de enrolamentos. O enrolamento primário, no rotor, é conectado em paralelo com a linha. O enrolamento secundário (regulador), no estator, é conectado em série com a linha para um ajuste gradual da tensão pela mudança de posição do rotor. A posição do rotor é controlada por um motor elétrico. Este tipo de regulador, no entanto, tem sido substituído pelo do tipo por degrau.

FIGURA 1 – REGULADORES DE TENSÃO POR INDUÇÃO



O regulador de tensão por degrau, exemplificado na Figura 2, consiste basicamente de um autotransformador controlado pela posição dos taps (ou degraus). O mesmo funciona sem a interrupção da carga e é usado como dispositivo de controle. Existem dois tipos de dispositivos, chamados de A e B.

FIGURA 2 – REGULADORES DE TENSÃO POR DEGRAU – TIPO A e B



FONTE: O autor (2017)

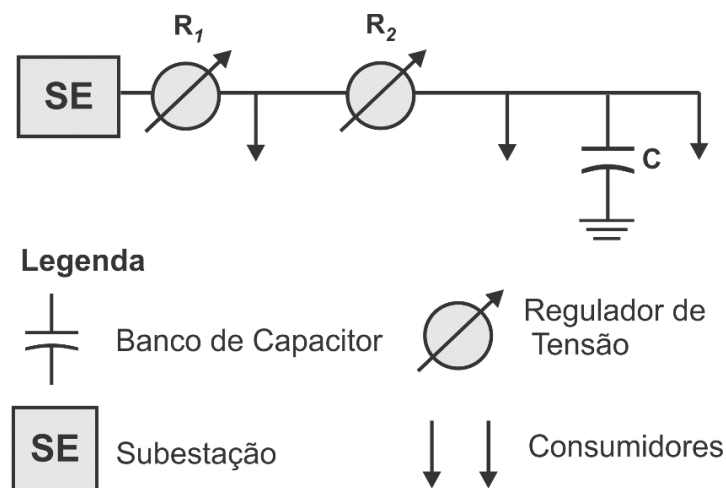
No regulador de tensão por degrau de excitação variável, chamado de tipo A, o enrolamento paralelo está conectado direto ao circuito primário. O enrolamento série está conectado ao circuito a ser regulado e, por meio dos *taps*, ao enrolamento paralelo. Tipicamente são usados 32 *taps* para o ajuste de tensão no *range* de $\pm 10\%$.

No regulador de tensão de excitação constante, chamado de tipo B, o enrolamento paralelo está conectado diretamente ao circuito regulado. O enrolamento série está conectado ao enrolamento paralelo e ao circuito regulado.

2.1.4 PERFIL DE TENSÃO

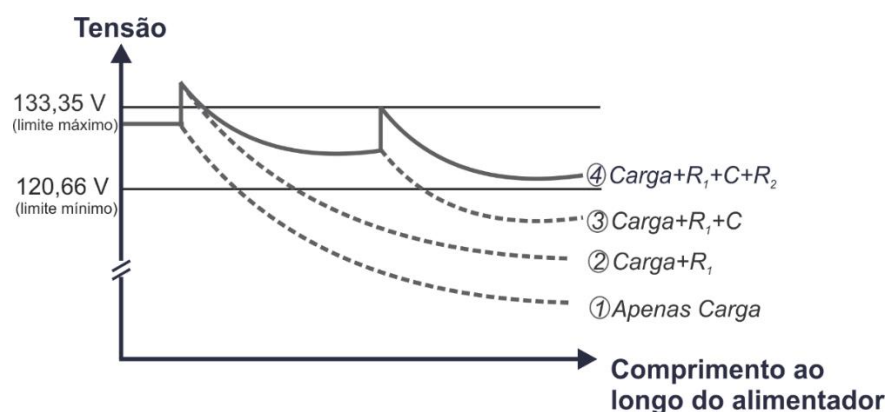
A Figura 3 ilustra a aplicação conjunta de reguladores e capacitores *shunt* ao longo de um alimentador para o controle do perfil de tensão que está exposto na Figura 4, no qual os limites de variação de tensão estão estabelecidos em $\pm 5\%$.

FIGURA 3 – ALIMENTADOR COM REGULADOR E CAPACITOR



FONTE: Adaptado de Prabha Kundur (1994)

FIGURA 4 – PERFIL DE TENSÃO



FONTE: Adaptado de Prabha Kundur (1994)

Curva 1: representa o perfil de tensão sem regulador e sem capacitor instalados. Na maior porção da curva, a tensão está fora dos limites de tolerância.

Curva 2: representa o perfil da tensão com a adição do regulador R_1 , neste caso o perfil da tensão é deslocado para cima.

Curva 3: a inserção banco de capacitores *shunt* (C) modifica o perfil da tensão.

Curva 4: adição de um segundo regulador de tensão R_2 produz o perfil de tensão dentro dos limites de $\pm 5 \%$.

2.2 ESTABILIDADE DE TENSÃO

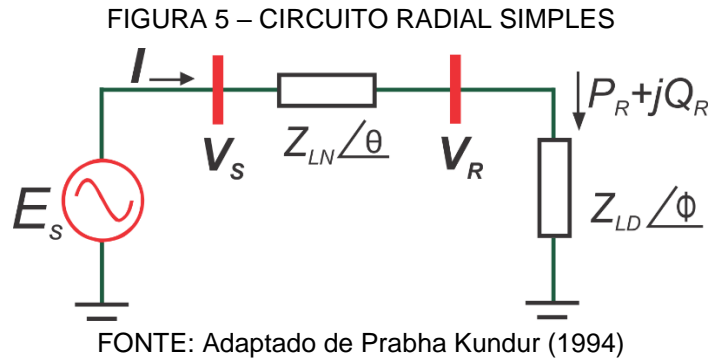
A estabilidade de tensão é definida como a habilidade do sistema de potência em manter níveis aceitáveis de tensão em todas as barras, tanto em condições normais de operação como após a perturbações (KUNDUR, 1994). Trata-se de uma fonte de preocupação nas etapas de planejamento e operação, em virtude de haver cargas pesadas conectadas a sistemas já bastante carregados e que possam assim conduzir a um colapso da rede.

Quando um distúrbio, tal como aumento de carga ou mudança na topologia da rede, causa um declínio não controlado da tensão, considera-se que o sistema entrou em um estado de instabilidade de tensão. Segundo Van Cutsem e Vournas (2007), essa queda de tensão se propaga até o estado de colapso de tensão. O principal fator responsável por essa condição de instabilidade é a falta de habilidade do sistema em suprir a potência reativa exigida (KUNDUR, 1994).

O aumento da margem de estabilidade de um sistema possibilita que se maximize a sua utilização, sendo que os controles de potência reativa e de tensão resultam na redução das perdas e dos intercâmbios de reativos. O colapso de tensão advindo de uma perturbação pode ser provocado por uma variedade de causas. No entanto, problemas de estabilidade de tensão geralmente ocorrem em sistemas que estejam no limiar de seus carregamentos máximos.

Em uma rede com altos valores de intercâmbio nas linhas, os principais fatores que colaboram para o colapso de tensão são a potência reativa do gerador, o controle dos limites de tensão, as características da carga e dos dispositivos de compensação reativa e a atuação dos equipamentos de controle de tensão, tais como os reguladores de tensão por degrau.

Para estabelecer algumas características necessárias para análise da estabilidade estática de tensão pode-se considerar a Figura 5 que representa uma rede radial simples. A capacitância *shunt* da linha é desconsiderada neste modelo.



onde

\vec{E}_S : tensão a vazio do sistema (adotando ângulo nulo);

$|E_S|$: módulo de tensão a vazio do sistema;

$\vec{Z}_{LN} = R_{LN} + j.X_{LN} = |Z_{LN}|.e^{j\theta}$;

$|Z_{LN}|$: módulo da impedância que representa a rede de distribuição;

θ : ângulo da impedância da rede;

$\vec{Z}_{LD} = R_{LD} + j.X_{LD} = |Z_{LD}|.e^{j\phi}$

$|Z_{LD}|$: módulo da impedância que representa a carga $P_R + j Q_R$;

ϕ : ângulo da impedância representativa da carga;

\vec{V}_R : tensão no barramento da carga (barra receptora);

$|\vec{V}_R|$: módulo da tensão no barramento da carga;

\vec{I} : corrente na rede;

$|\vec{I}|$: módulo da corrente na rede.

Nesse sistema, considerando a representação equivalente de uma rede de distribuição² e da teoria de circuitos elétricos, tem-se que a potência máxima e o módulo da tensão no barramento de carga são iguais a:

² Na transmissão, como o valor da resistência da linha é pequena comparada com a magnitude da reatância, desprende-se da equação (1) que $P_{R\ max}$ tenderia a infinito quando a resistência tendesse a zero, o que é uma situação não realista. Nesse caso, segundo Sandro Corsi (2015), a análise é feita especificando o ângulo do fator de potência da carga ϕ e fazendo $X_{LD} = R_{LD} \cdot \tan(\phi)$.

$$P_{R \max} = \frac{|\dot{E}_S|^2}{4 \cdot R_{LD}} \quad (1)$$

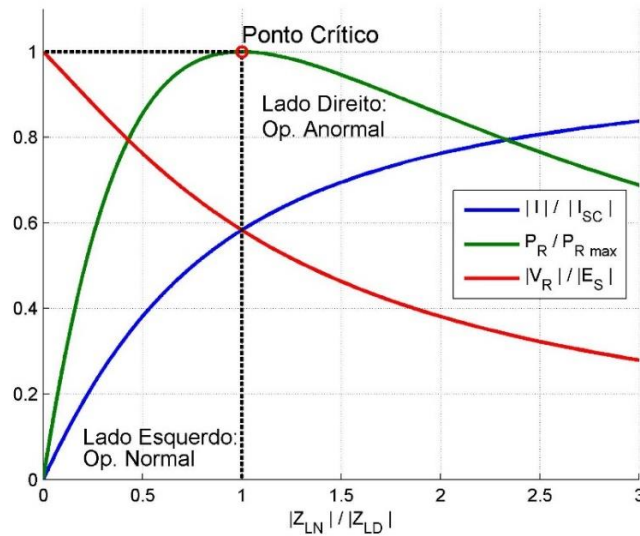
$$|\dot{V}_{R \max}| = \frac{|\dot{E}_S|}{2} \quad (2)$$

Pode-se plotar $|\dot{I}|$, $|\dot{V}_R|$ e P_R conjuntamente em um único gráfico, como mostrado na Figura 6 (referente ao circuito apresentado na Figura 5), em função do aumento de carga para verificar os diferentes pontos de operação.

Este gráfico é clássico na literatura e foi construído aqui atribuindo valores hipotéticos aos parâmetros do circuito ($\dot{E}_S = 1$, $\dot{Z}_{LD} = 1 \cdot e^{j\phi}$ com $\phi = \arctg 0,6$, $\dot{Z}_{LD} = |Z_{LD}| \cdot e^{-j\phi}$ com $|Z_{LD}|$ variando seus valores infinitesimalmente), com o objetivo de verificar a formação das curvas.

No circuito, este aumento de carga (P_R) está matematicamente representado pela redução de $|\dot{Z}_{LD}|$ (mantendo a mesma característica de carga, isto é, mesmo fator de potência) e, conseqüentemente, pelo aumento da fração $|\dot{Z}_{LN}|/|\dot{Z}_{LD}|$.

FIGURA 6 – GRANDEZAS ELÉTRICAS COM O AUMENTO DE CARGA



FONTE: Adaptado de Prabha Kundur (1994)

Na Figura 6, as grandezas estão normalizadas (entre 0 a 1), sendo:

- módulo da corrente $|\dot{I}|$ dividida pela corrente pressuposta de curto-circuito na barra de carga $|\dot{I}_{SC}| = |\dot{E}_S|/|\dot{Z}_{LN}|$, ou seja, $|\dot{I}|/|\dot{I}_{SC}|$;
- módulo da tensão na barra $|\dot{V}_R|$ em relação à tensão a vazio do sistema $|\dot{V}_R|/|\dot{E}_S|$;

- a potência P_R dividida pela potência máxima transmissível, $P_R/P_{R\max}$.

Considerando as cargas de potência constante, a Figura 6 mostra desde o estado de operação normal até o ponto de máxima transferência de potência. Com o aumento da carga, P_R inicialmente aumenta de forma rápida, então lentamente atinge o seu valor máximo e em seguida decresce.

Este pico, conforme calculado pela equação (1), corresponde a um valor máximo de potência ativa que pode ser transmitido por meio de determinada impedância com alimentação por uma fonte de tensão constante. A potência transferida é maximizada quando a impedância da carga é o conjugado complexo da impedância de linha, nessa condição a impedância vista pelo gerador para a máxima transferência de potência é puramente resistiva.

A potência transmitida é máxima no ponto em que a razão $|\dot{Z}_{LD}| / |\dot{Z}_{LN}| = 1$ e a queda de tensão é, em magnitude, igual a $|\dot{E}_S|/2$. Estes valores correspondem ao ponto designado como valor crítico de operação e que determina a máxima potência ($P_{R\max}$). Após o valor crítico de operação, o aumento de carga implica uma redução sucessiva de tensão concomitantemente a um aumento da corrente do sistema.

A partir da leitura da Figura 6 é possível concluir que para um dado valor de P_R correspondem dois pontos possíveis de operação, um situado à esquerda e o outro à direita da marca de referência $P_{R\max}$, ou seja:

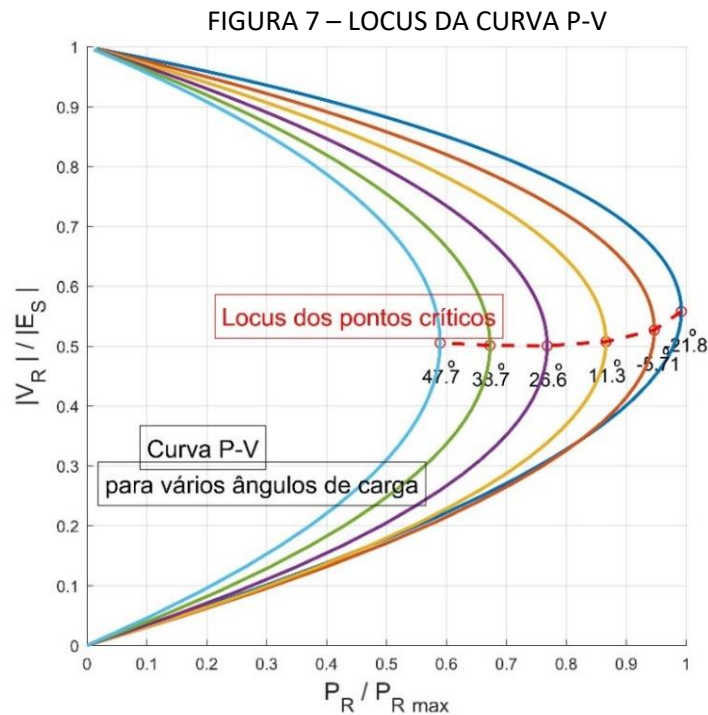
- o ponto à esquerda de $P_{R\max}$ corresponde a condição normal de operação;
- já o ponto à direita de $P_{R\max}$ equivale a um valor de corrente elétrica muito elevada e $|\dot{V}_R|$ muito reduzida comparativamente com o ponto à esquerda, ou seja, um cenário não desejado.

É frequente em sistemas de distribuição o uso de dispositivos com comutação automática de *taps*. Um regulador de tensão com mudança de *tap* alimentando uma carga de admitância constante, ao perceber uma redução no nível de tensão do sistema, aumenta a relação de espiras para buscar a manutenção da tensão.

Essa ação, quando a operação estiver próxima à margem de estabilidade, pode levar ao fenômeno da instabilidade de tensão. O fenômeno ocorre porque a impedância equivalente da carga refletida ao primário (vista pela fonte) tem seu valor reduzido, uma vez que houve o aumento da relação de transformação. Isso acarreta um aumento adicional de carga, podendo levar o sistema a um colapso de tensão.

Um método tradicional para observação da instabilidade de tensão é a plotagem de um gráfico que relaciona $|\dot{V}_R|$ e P_R , chamado de curva P - V . Para a carga da Figura 5, é construída a curva P - V da Figura 7, estando $|\dot{E}_S|$ constante, impedância da carga com módulo fixo e fator de potência variando no sentido indutivo→capacitivo.

Na curva P - V , apenas a região acima dos pontos críticos equivale a condições estáveis de operação. No “joelho” da curva, a tensão decai rapidamente com o incremento de carga e, além deste limite, o fluxo de potência falha para convergir – indicando a instabilidade. Para cada valor do fator de potência existe um ponto crítico (ou singular) em destaque (círculo vermelho).



Pode-se analisar a estabilidade de tensão através da matriz jacobiana $[J]$ utilizada no método de Newton – equação (3).³ Lembrando que nesta formulação a carga é modelada como componentes de potência ativa e reativa, distintamente da representação das Figuras 5, 6 e 7 em que se considerou a carga como impedância.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \times \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}. \quad (3)$$

³ Na revisão bibliográfica é discutido que a formulação através da matriz jacobiana trata-se de uma das vertentes para determinação do índice de estabilidade de tensão, mas existem outras, tais como a existência de soluções para a equação de tensão, máxima potência transferível entre linhas e teoria da estabilidade de Lyapunov.

Tal matriz $[J]$ torna-se singular no ponto crítico – neste ponto seu determinante tem valor nulo (ISODA, 2009), isto é, os vetores linha ou coluna são linearmente dependentes. Da propriedade de matrizes, sabe-se que o determinante de uma matriz quadrada é igual ao produto de seus autovalores, tal qual equação (4).

$$\det(A) = \prod_i^p \lambda_i \quad (4)$$

onde

λ_i : i – *ésimo* autovalor da matriz A.

Assim, o ponto de instabilidade pode ser determinado pela aproximação a zero de um dos autovalores de $[J]$. Quando essa matriz apresenta um simples autovalor nulo, tem-se a bifurcação sela-nó (SEYDEL, 2010). A bifurcação sela-nó estabelece uma fronteira entre a existência de raízes reais e a inexistência de raízes.

2.2.1 COLAPSO DE TENSÃO

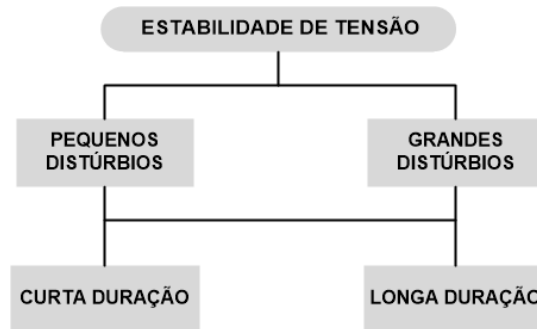
O colapso de tensão, segundo Sandro Corsi (2015), é o processo pelo qual uma sequência conjunta de eventos conduz a uma inaceitável redução de tensão em significativa fração do sistema de potência. Quando um sistema de potência é sujeito a um repentino incremento de demanda de potência reativa em virtude de uma contingência sistêmica, esta carga adicional é suprida pelas reservas de potência reativa do gerador e dos compensadores. Normalmente há reservas suficientes e o sistema se consolida em um nível estável de tensão. Contudo, é possível que uma parte do sistema concorra ao colapso de tensão.

O colapso de tensão se manifesta, em geral, como um lento decaimento da tensão. Este fato é resultado de um processo acumulativo que envolve interações conjuntas de vários dispositivos, controles e sistemas de proteção. O ponto central do problema é a falta de habilidade do sistema de suprir a demanda reativa e não necessariamente envolve condições em que as linhas estejam com carregamento excessivo. Por exemplo, quando o transporte de reativo entre áreas vizinhas é difícil, qualquer solicitação adicional de potência reativa pode também levar ao colapso de tensão.

2.2.2 CLASSIFICAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Segundo Kundur *et al.* (2004), a estabilidade de tensão pode ser subdividida em categorias, conforme explicitado pela Figura 8.

FIGURA 8 – CLASSIFICAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO



FONTE: O autor (2017)

É usual classificar a estabilidade de tensão em subcategorias de acordo com a magnitude dos distúrbios:

- estabilidade de tensão a grandes perturbações refere-se à capacidade do sistema de manter tensões estáveis em distúrbios como faltas ou perdas de geração. Requerem o exame da resposta dinâmica do sistema de potência durante um período de tempo suficiente para capturar o desempenho e as interações de dispositivos como motores, transformadores e limitadores de corrente de campo do gerador (Kundur *et al.*, 2004);
- estabilidade de tensão a pequenas perturbações refere-se à capacidade do sistema de manter tensões estáveis quando submetido a perturbações tais como mudanças incrementais da carga (Kundur *et al.*, 2004).

Como observado na Figura 8, o intervalo de tempo de interesse para problemas de estabilidade de tensão pode variar (de alguns segundos a dezenas de minutos), sendo a estabilidade classificada também em subcategorias relacionadas a este tempo:

- estabilidade de tensão a curto prazo envolve a interação de componentes de ação rápida, tais como motores de indução, cargas controladas eletronicamente e conversores *HVDC*. O período de estudo

é da ordem de vários segundos e a análise requer solução de equações diferenciais apropriadas do sistema (Kundur *et al.*, 2004);

- estabilidade de tensão a longo prazo envolve equipamentos de atuação mais lenta, tais como reguladores de tensão. O período de estudo de interesse pode estender-se a muitos minutos (Kundur *et al.*, 2004).

2.2.3 ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Corriqueiramente há na rede de distribuição mudanças na topologia dos alimentadores, oscilações de carga e demanda por novas ligações. Estas características interferem diretamente nas variações dos níveis de tensão e podem ainda culminar em instabilidade de tensão.

Estudos de estabilidade são essenciais tanto no (i) planejamento – determinação dos impactos da instalação de novos equipamentos e do prolongamento das redes, quanto na (ii) operação – no caso da ocorrência de contingências que precisem de procedimentos definidos para o remanejamento e/ou corte de cargas.

A proximidade do sistema em relação à instabilidade deve ser avaliada em função de características como nível de carga ou de reserva de potência reativa. Uma avaliação apropriada na etapa de planejamento refere-se ao estudo no limiar da capacidade do sistema, ou seja, considerando contingências como perdas de linhas ou de geração.

2.2.4 ÍNDICES DE BARRA APLICADOS PARA A ESTABILIDADE DE TENSÃO

Com o aumento do consumo de energia e exploração da estrutura do sistema de potência, a ocorrência do colapso de tensão possui uma destacada importância, sendo que a identificação no sistema dos locais de flutuação de tensão atrai a atenção não só na transmissão, como também na distribuição (GÖZEL *et al.*, 2008).

A melhora na estabilidade de tensão é uma questão relevante no planejamento e operação do sistema elétrico. Diversos métodos têm sido propostos para avaliar (quantificar) a segurança das redes elétricas, como detalhado no Capítulo 3, onde também é discutida a motivação pela escolha dos índices deste trabalho.

Dentre os métodos disponíveis na literatura, aqueles aplicados neste trabalho são o índice L_j de Kessel e Glavitsch (1986) e índice SI_k de Chakravorty e Das (2001), estes dois índices foram escolhidos porque o SI_k é aplicado especificamente para

redes radiais e o L_j teve impacto bibliométrico significativo (citações em outros trabalhos).

Ambos são índices de barra e formulados a partir do determinante da equação de tensão (valor nulo no limite de colapso de tensão). O determinante origina uma equação do quarto grau e esta equação determina matematicamente estes índices.

2.2.4.1 ÍNDICE L

Kessel e Glavitsch (1986) propõem um método que visa detectar a instabilidade de tensão através de um indicador para cada barra de carga da rede, denominado de índice L , o qual varia em uma faixa de 0 (sem carga no sistema) e 1 (colapso de tensão). A formulação matemática deste indicador advém da equação de tensão, obtida a partir da igualdade que relaciona vetor de injeção de corrente com a matriz de admitância multiplicada pelo vetor de tensão nodal.

De acordo com os autores, o problema do colapso de tensão pode ser entendido pela incapacidade em suprir a potência reativa ou pelo excesso de absorção de reativos deste sistema. Assim, o conjunto de geradores e os dispositivos de compensação reativa precisam prover o montante de reativos necessários para a manutenção das magnitudes de tensão das barras.

São padronizadas as seguintes representações para cálculo do índice estabilidade de tensão:

A_X : vetor de dimensão X ;

A_{XY} : matriz de dimensão $X \cdot Y$;

\underline{A}_j : elemento j do vetor A ;

\dot{A} : o ponto indica que \dot{A} é número complexo;

A_j : módulo do elemento $\underline{\dot{A}}_j$;

\underline{A}_{jk} : representa o elemento na posição (j, k) da matriz A .

Para entendimento da formulação deste índice, o ponto de partida é a matriz de admitância agrupando seus elementos de carga e de geração.

$$\dot{I}_{sistema} = \dot{Y}_{barra} \times \dot{V}_{sistema} \quad (5)$$

onde

$\dot{I}_{sistema}$: vetor de injeção de corrente;

\dot{Y}_{barra} : matriz de admitância de barra;

$\dot{V}_{sistema}$: vetor de tensão nodal.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_L \\ \dot{I}_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{LL} & \dot{Y}_{LG} \\ \dot{Y}_{GL} & \dot{Y}_{GG} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_L \\ \dot{V}_G \end{bmatrix} \quad (6)$$

No sistema matricial (6) o subscrito L refere-se às barras de carga e o subscrito G às barras de geração.

\dot{V}_L, \dot{I}_L : vetor coluna da tensão nodal e da injeção de corrente nas barras PQ ;

\dot{V}_G, \dot{I}_G : vetor coluna da tensão nodal e da injeção de corrente nas barras PV e $V\theta$;

$\dot{Y}_{LL}, \dot{Y}_{LG}, \dot{Y}_{GL}, \dot{Y}_{GG}$: sub-blocos da matriz de admitância de barra.

Reescrevendo o sistema (6), tem-se:

$$\begin{cases} \dot{I}_L = (\dot{Y}_{LL}) \cdot \dot{V}_L + (\dot{Y}_{LG}) \cdot \dot{V}_G \\ \dot{I}_G = (\dot{Y}_{GL}) \cdot \dot{V}_L + (\dot{Y}_{GG}) \cdot \dot{V}_G \end{cases} \quad (7)$$

A primeira equação do sistema (7) pode ser reescrita como:

$$\dot{V}_L = (\dot{Y}_{LL}^{-1} \cdot \dot{I}_L) - (\dot{Y}_{LL}^{-1} \cdot \dot{Y}_{LG} \cdot \dot{V}_G) \quad (8)$$

Substituindo esse resultado (8) na segunda equação do sistema (7) e reagrupando os termos:

$$\dot{I}_G = (\dot{Y}_{GL} \cdot \dot{Y}_{LL}^{-1}) \cdot \dot{I}_L + (\dot{Y}_{GG} - \dot{Y}_{GL} \cdot \dot{Y}_{LL}^{-1} \cdot \dot{Y}_{LG}) \cdot \dot{V}_G \quad (9)$$

Tomando $\dot{Z}_{LL} = \dot{Y}_{LL}^{-1}$, matricialmente essas duas últimas expressões assumem a forma:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_L \\ \dot{I}_G \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \dot{Z}_{LL} & (-\dot{Z}_{LL} \cdot \dot{Y}_{LG}) \\ (\dot{Y}_{GL} \cdot \dot{Z}_{LL}) & (\dot{Y}_{GG} - \dot{Y}_{GL} \cdot \dot{Y}_{LL}^{-1} \cdot \dot{Y}_{LG}) \end{bmatrix}}_{\text{Matriz } \dot{H}} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_L \\ \dot{V}_G \end{bmatrix} \quad (10)$$

Além do incremento de cargas, merece consideração na previsão da instabilidade de tensão as alterações topológicas da rede, tais como as interrupções de linha. Essas alterações modificam os valores dos elementos da *matriz* \dot{H} e implicam um novo perfil de tensão. Costuma-se dividir *matriz* \dot{H} em sub-blocos matriciais, $\dot{Z}^{LL} = \dot{Z}_{LL}$, $\dot{F}^{LG} = (-\dot{Z}_{LL} \cdot \dot{Y}_{LG})$, $\dot{K}^{GL} = (\dot{Y}_{GL} \cdot \dot{Z}_{LL})$ e $\dot{Y}^{GG} = (\dot{Y}_{GG} - \dot{Y}_{GL} \cdot \dot{Y}_{LL}^{-1} \cdot \dot{Y}_{LG})$.

$$\dot{H} = \begin{bmatrix} \dot{Z}^{LL} & \dot{F}^{LG} \\ \dot{K}^{GL} & \dot{Y}^{GG} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Para uma determinada barra j do conjunto das barras de carga PQ , $j \in L$, a sua tensão pode ser extraída da expressão matricial (10):

$$\underline{\dot{V}}_j = \sum_{k \in L} (\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{I}}_k) + \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{k \in G} (-\underline{\dot{Z}}_{jj} \cdot \underline{\dot{Y}}_{jk} \cdot \underline{\dot{V}}_k) \quad (12)$$

Multiplicando todos os termos desta equação pelo conjugado da tensão na barra de carga $\underline{\dot{V}}_j^*$, tem-se:

$$V_j^2 = \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{k \in L} (\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{I}}_k) + \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{k \in G} (-\underline{\dot{Z}}_{jj} \cdot \underline{\dot{Y}}_{jk} \cdot \underline{\dot{V}}_k) \quad (13)$$

$$V_j^2 + \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{k \in G} (\underline{\dot{Z}}_{jj} \cdot \underline{\dot{Y}}_{jk} \cdot \underline{\dot{V}}_k) = \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{k \in L} (\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{I}}_k) \quad (14)$$

Aglutinando-se os termos do somatório do lado esquerdo da igualdade (14) em uma nova variável denominada $\underline{\dot{V}}_{0j}$, determina-se assim a equação principal.

$$\underline{\dot{V}}_{0j} = \sum_{k \in G} (\underline{\dot{Z}}_{jj} \cdot \underline{\dot{Y}}_{jk} \cdot \underline{\dot{V}}_k) \quad (15)$$

$$\underbrace{V_j^2 + \underline{\dot{V}}_{0j} \cdot \underline{\dot{V}}_j^*}_{\text{equação principal}} = \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{k \in L} (\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{I}}_k) \quad (16)$$

O lado direito da igualdade (16) pode ser expandido ao se retirar para fora do somatório a barra específica j :

$$\begin{aligned} \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{k \in L} (\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{I}}_k) &= (\underline{\dot{V}}_j^* \cdot \underline{\dot{Z}}_{jj} \cdot \underline{\dot{I}}_j) + (\underline{\dot{V}}_j^* \cdot \underline{\dot{Z}}_{jj}) \sum_{\substack{k \in L \\ k \neq j}} \frac{(\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{S}}_k^*)}{(\underline{\dot{Z}}_{jj} \cdot \underline{\dot{V}}_k^*)} \\ &= \frac{1}{\underline{\dot{Y}}_{jj}} [(\underline{\dot{V}}_j^* \cdot \underline{\dot{I}}_j) + \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{\substack{k \in L \\ k \neq j}} \frac{(\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{S}}_k^*)}{(\underline{\dot{Z}}_{jj} \cdot \underline{\dot{V}}_k^*)}] \\ &= \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{k \in L} (\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{I}}_k) = \frac{1}{\underline{\dot{Y}}_{jj}} [S_j^* + \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{\substack{k \in L \\ k \neq j}} \frac{(\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{S}}_k^*)}{(\underline{\dot{Z}}_{jj} \cdot \underline{\dot{V}}_k^*)}] \end{aligned} \quad (17)$$

A parcela somada a S_j^* dentro dos colchetes da última equação de (17) será denominada \dot{S}_j^{corr*} .

$$\dot{\underline{S}}_j^{corr*} = \underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{\substack{k \in L \\ k \neq j}} \frac{(\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{S}}_k^*)}{(\underline{\dot{Z}}_{jj} \cdot \underline{\dot{V}}_j^*)} \quad (18)$$

$$\dot{\underline{S}}_j^{*+} = \dot{\underline{S}}_j^* + \dot{\underline{S}}_j^{corr*} \quad (19)$$

Assim $\dot{\underline{S}}_j^{*+}$ consiste no conjugado do valor total da potência na barra de carga j , sendo formado pela adição de duas parcelas:

- $\dot{\underline{S}}_j^*$: conjugado da potência nodal;
- $\dot{\underline{S}}_j^{corr*}$: conjugado do intercâmbio para outras barras de carga conectadas a barra de carga j .

Finalmente conclui-se que a expressão (17) pode ser escrita como:

$$\underline{\dot{V}}_j^* \cdot \sum_{k \in L} (\underline{\dot{Z}}_{jk} \cdot \underline{\dot{I}}_k) = \frac{\dot{\underline{S}}_j^{*+}}{\underline{\dot{Y}}_{jj}^+} \quad (20)$$

Em que a admitância transformada $\underline{\dot{Y}}_{jj}^+$ é tida como o inverso do elemento na posição jj da matriz de impedância.

$$\underline{\dot{Y}}_{jj}^+ = \frac{1}{\underline{\dot{Z}}_{jj}} \quad (21)$$

A equação (20) é coerente uma vez que a tensão nodal V_j é afetada pela potência aparente injetada diretamente no barramento j ($\dot{\underline{S}}_j^*$) e também pela contribuição de outras cargas do sistema ($\dot{\underline{S}}_j^{corr*}$). Substituindo o resultado (20) na equação principal (16), chega-se a expressão final que resultará no índice L .

$$V_j^2 + (\underline{\dot{V}}_{0j} \cdot \underline{\dot{V}}_j^*) = \frac{\dot{\underline{S}}_j^{*+}}{\underline{\dot{Y}}_{jj}^+} \quad (22)$$

Dividindo toda a expressão por V_j^2 e considerando que $V_j^2 = \underline{\dot{V}}_j \cdot \underline{\dot{V}}_j^*$:

$$1 + \frac{\underline{\dot{V}}_{0j}}{\underline{\dot{V}}_j} = \frac{\dot{\underline{S}}_j^{*+}}{(\underline{\dot{Y}}_{jj}^+ \cdot \underline{\dot{V}}_j^2)} \quad (23)$$

No Anexo A, para o caso simplificado de um modelo pi equivalente, pode-se visualizar que no ponto crítico do joelho da curva $P-V$, a equação do segundo grau cuja

a incógnita é a tensão \dot{V}_j , aqui representada por (22), possui uma única solução, isto é, determinante nulo.

Esse determinante nulo dá origem a uma equação do quarto grau em termos de \dot{V}_{0j} , que resolvida, pode ser equacionado como (24), tendo no ponto crítico valor correspondente ao seu máximo, que é igual a 1.

O indicador do índice de estabilidade de tensão L_j para cada barramento de carga do sistema de potência é finalmente definido como:

$$L_j = \left| 1 + \frac{\dot{V}_{0j}}{\dot{V}_j} \right| = \left| \frac{\dot{S}_j^{*+}}{(\dot{V}_{jj}^+ \cdot \dot{V}_j^2)} \right| \quad (24)$$

Sintetizando que para uma barra P - Q específica, $j \in L$, onde \dot{S}_j e \dot{V}_j são a potência complexa e a tensão complexa, \dot{Z}_{jk} e \dot{Z}_{jj} são os elementos jj e jk de $\dot{Z}_{LL} = \dot{Y}_{LL}^{-1}$. A Tabela 1, em suma, apresenta os parâmetros deduzidos até aqui para equacionamento de (24).

TABELA 1 – PARÂMETROS PARA CÁLCULO DO ÍNDICE L

$\dot{V}_{0j} = \sum_{k \in G} (\dot{Z}_{jj} \cdot \dot{Y}_{jk} \cdot \dot{V}_k)$	$\dot{S}_j^{*+} = \dot{S}_j^* + \dot{S}_j^{corr*}$	$\dot{S}_j^* = (\dot{V}_j^* \cdot \dot{I}_j)$	$\dot{S}_j^{corr*} = \dot{V}_j^* \cdot \sum_{\substack{k \in L \\ k \neq j}} \frac{(\dot{Z}_{jk} \cdot \dot{S}_k^*)}{(\dot{Z}_{jj} \cdot \dot{V}_j^*)}$
---	--	---	---

FONTE: Adaptado de Kessel e Glavitsch (1986)

Dessa forma, da equação (24) há dois métodos homólogos para o cálculo do índice L_j proposto por Kessel:

- Método 1: $L_j = \left| 1 + \frac{\dot{V}_{0j}}{\dot{V}_j} \right|$, usando informações dos geradores;
- Método 2: $L_j = \left| \frac{\dot{S}_j^{*+}}{\dot{V}_{jj}^+ \cdot \dot{V}_j^2} \right|$, usando informações das cargas.

Pelo fato de que em sistemas de potência geralmente o número de cargas é maior que o número de geradores, o método 1 é mais popular que o método 2 (WANG *et al.*, 2013). A estabilidade global do sistema é definida como o valor máximo dentre todos os índices locais de cada barra.

$$L = \text{MAX}_{j \in L} \{L_j\} \quad (25)$$

$$L = \text{MAX}_{j \in L} \left\{ \left| 1 + \frac{\dot{V}_{0j}}{\dot{V}_j} \right| \right\} \text{ ou } L = \text{MAX}_{j \in L} \left\{ \left| \frac{\dot{S}_j^{*+}}{(\dot{V}_{jj}^+ \cdot \dot{V}_j^2)} \right| \right\} \quad (26)$$

Pelo método 1 e observando os sub-blocos de (10) e (11), o índice também pode ser representado por:

$$L = \text{MAX}_{j \in L} \left\{ 1 - \sum_{k \in G} \frac{(\dot{E}_{jk} \cdot \dot{V}_k)}{\dot{V}_j} \right\} \quad (27)$$

O valor de L aumenta com o incremento de carga, sendo sensível à topologia da rede através dos elementos da matriz de impedância e admitância. Trata-se de uma medida adimensional para estimação da distância do estado atual ao limite de estabilidade de tensão do sistema. O índice permite determinar quais são os barramentos críticos do sistema.

O índice L não pode violar a condição (28) para situações de funcionamento estável, como demonstrado no Anexo A para um modelo pi equivalente.

$$L_j \leq 1 \quad (28)$$

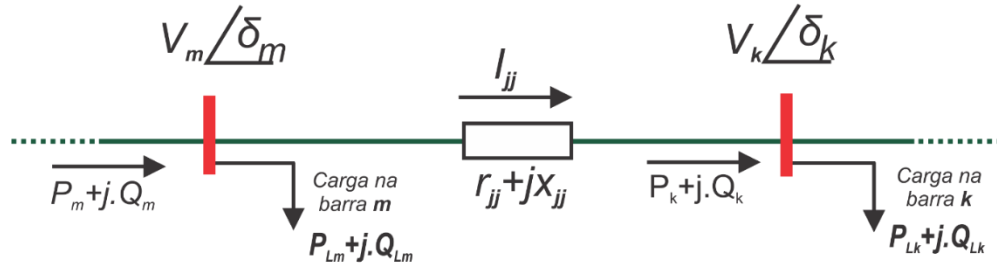
2.2.4.2 ÍNDICE SI

Um sistema de potência pode ser classificado de acordo com o nível de tensão em transmissão ou distribuição, mas há outras diferenças relevantes. Na distribuição, uma única unidade geradora transmite energia para cargas individuais e a topologia geralmente é radial. Na transmissão, grandes intercâmbios circulam por todo o sistema e a rede tende a ser malhada.

Chakravorty e Das (2001) propuseram um método direto e de cálculo rápido para a determinação de um índice de estabilidade de tensão (SI_k) para cada barra, com exceção da barra de geração. Conforme os autores, o índice proposto é destinado especificamente para sistemas radiais de distribuição, necessita apenas dos dados do fluxo de carga para a sua determinação e define que as barras de menor SI_K são as mais propensas ao colapso de tensão.

O ponto de partida para a formulação deste índice é a obtenção, através das componentes de fluxos de potência, de uma equação do quarto grau em função da magnitude de tensão na barra que recebe o fluxo. A solução desta equação, que na sequência será demonstrada ser única, corresponde à operação estável da rede. A Figura 9 representa uma linha e suas barras adjacentes de um sistema radial, esta figura ilustra os parâmetros necessários para a determinação do índice SI_K .

FIGURA 9 – LINHA DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL



FONTE: Adaptado de Chakravorty e Das (2001)

Da Figura 9 são obtidas diretamente as seguintes equações:

$$I_{jj} = \frac{\dot{V}_m - \dot{V}_k}{r_{jj} + j \cdot x_{jj}} \quad (29)$$

$$P_k - j \cdot Q_k = \dot{V}_k^* I_{jj} \quad (30)$$

onde

jj : número da linha;

r_{jj} e x_{jj} : resistência e reatância série da linha que conectam as barras m e k ;

m : barra que alimenta a barra k ;

k : barra alimentada pela barra m ;

P_k e Q_k : potência ativa e reativa da barra k .

Isolado o termo referente à corrente I_{jj} da equação (30) obtém-se uma nova igualdade com (29):

$$\frac{P_k - j \cdot Q_k}{\dot{V}_k^*} = \frac{\dot{V}_m - \dot{V}_k}{r_{jj} + j \cdot x_{jj}} \quad (31)$$

Na relação (31), iguala-se o produto dos meios com o produto dos extremos:

$$\dot{V}_k^* \cdot \dot{V}_m - |\dot{V}_k|^2 = (r_{jj} + j \cdot x_{jj}) \cdot (P_k - j \cdot Q_k) \quad (32)$$

$$\dot{V}_k^* \cdot \dot{V}_m = |\dot{V}_k|^2 + (r_{jj} \cdot P_k + x_{jj} \cdot Q_k) + j \cdot (P_k \cdot x_{jj} - Q_k \cdot r_{jj}) \quad (33)$$

Das propriedades básicas de números complexos (a) a norma de $\dot{Z} = a + j \cdot b$ é $|\dot{Z}|^2 = a^2 + b^2$, e (b) a norma do produto de dois complexos é o produto das normas, $|\dot{Z} \cdot \dot{W}|^2 = |\dot{Z}|^2 \cdot |\dot{W}|^2$. Assim, a equação (33) assume a forma:

$$|\dot{V}_k|^2 \cdot |\dot{V}_m|^2 = \left| |\dot{V}_k|^2 + (r_{jj} \cdot P_k + x_{jj} \cdot Q_k) + j \cdot (P_k \cdot x_{jj} - Q_k \cdot r_{jj}) \right| \quad (34)$$

$$|\dot{V}_k|^2 \cdot |\dot{V}_m|^2 = [|\dot{V}_k|^2 + (r_{jj} \cdot P_k + x_{jj} \cdot Q_k)]^2 + (P_k \cdot x_{jj} - Q_k \cdot r_{jj})^2 \quad (35)$$

$$\begin{aligned} |\dot{V}_k|^2 \cdot |\dot{V}_m|^2 &= |\dot{V}_k|^4 + 2 \cdot |\dot{V}_k|^2 \cdot (r_{jj} \cdot P_k + x_{jj} \cdot Q_k) + \\ &\quad \underbrace{(r_{jj} \cdot P_k + x_{jj} \cdot Q_k)^2 + (P_k \cdot x_{jj} - Q_k \cdot r_{jj})^2}_{\text{pode ser fatorada}} \end{aligned} \quad (36)$$

Do produto notável $(a \cdot b + c \cdot d)^2 + (b \cdot c - a \cdot d)^2 = (b^2 + d^2) \cdot (a^2 + c^2)$, e aplicando-o a parcela que pode ser fatorada da equação (36), esta assume a forma:

$$|\dot{V}_k|^4 - |\dot{V}_k|^2 \cdot \{|\dot{V}_m|^2 - 2 \cdot P_k \cdot r_{jj} - 2 Q_k \cdot x_{jj}\} + \{P_k^2 + Q_k^2\} \{r_{jj}^2 + x_{jj}^2\} = 0 \quad (37)$$

Em termos de \dot{V}_k , a equação (37) pode ser reescrita fazendo uma substituição de variáveis:

$$|\dot{V}_k|^4 - |\dot{V}_k|^2 \cdot \{b_{jj}\} + c_{jj} = 0 \quad (38)$$

$$b_{jj} = |\dot{V}_m|^2 - 2 \cdot P_k \cdot r_{jj} - 2 \cdot Q_k \cdot x_{jj} \quad (39)$$

$$c_{jj} = \{P_k^2 + Q_k^2\} \{r_{jj}^2 + x_{jj}^2\} \quad (40)$$

Da equação biquadrática (38), a tensão na barra k que alimentada pela barra m , possui quatro soluções possíveis:

$$\text{soluções: } \begin{cases} \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot [b_{jj} - \{b_{jj}^2 - 4 \cdot c_{jj}\}^{\frac{1}{2}}]^{\frac{1}{2}} \\ -\frac{\sqrt{2}}{2} \cdot [b_{jj} - \{b_{jj}^2 - 4 \cdot c_{jj}\}^{\frac{1}{2}}]^{\frac{1}{2}} \\ -\frac{\sqrt{2}}{2} \cdot [b_{jj} + \{b_{jj}^2 - 4 \cdot c_{jj}\}^{\frac{1}{2}}]^{\frac{1}{2}} \\ \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot [b_{jj} + \{b_{jj}^2 - 4 \cdot c_{jj}\}^{\frac{1}{2}}]^{\frac{1}{2}} \end{cases} \quad (41)$$

Em um sistema real, estando as grandezas representadas em pu , observa-se diretamente que:

- b_{jj} é sempre positivo porque o termo $(-2 \cdot P_k \cdot r_{jj} - 2 Q_k \cdot x_{jj})$ é muito pequeno em comparação com $|\dot{V}_m|^2$;
- o termo $(4 \cdot c_{jj})$ é muito pequeno em comparação com b_{jj}^2 ;
- $\sqrt{b_{jj}^2 - 4 \cdot c_{jj}}$ é aproximadamente igual a b_{jj} , logo as duas primeiras soluções de $|\dot{V}_k|$ são aproximadamente nulas e não factíveis;
- A terceira solução é negativa e não factível;

▪ A quarta solução é positiva e factível, portanto a solução da equação biquadrática é única.

Assim, a única solução possível para V_k a partir dessas considerações é:

$$|\dot{V}_k| = \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot [b_{jj} + \{b_{jj}^2 - 4 \cdot c_{jj}\}^{\frac{1}{2}}]^{\frac{1}{2}} \quad (42)$$

Essa solução representa um resultado factível proveniente do fluxo de potência da rede de distribuição se obedecer à condição de que:

$$b_{jj}^2 - 4 \cdot c_{jj} \geq 0 \quad (43)$$

Substituindo os valores das constantes b_{jj} e c_{jj} :

$$\{|\dot{V}_m|^2 - 2 \cdot P_k \cdot r_{jj} - 2Q_k \cdot x_{jj}\}^2 - 4 \cdot 0 \cdot \{P_k^2 + Q_k^2\} \{r_{jj}^2 + x_{jj}^2\} \geq 0 \quad (44)$$

Após simplificações, tem-se:

$$|\dot{V}_m|^4 - 4 \cdot |\dot{V}_m|^2 \{P_k \cdot x_{jj} + Q_k \cdot r_{jj}\} - 4 \cdot \{P_k \cdot x_{jj} - Q_k \cdot r_{jj}\}^2 \geq 0 \quad (45)$$

$$SI_k = |\dot{V}_m|^4 - 4 \cdot |\dot{V}_m|^2 \{P_k \cdot x_{jj} + Q_k \cdot r_{jj}\} - 4 \cdot \{P_k \cdot x_{jj} - Q_k \cdot r_{jj}\}^2 \quad (46)$$

A expressão (46) representa justamente o índice de estabilidade de tensão na barra k ($k = 2, 3, \dots, NB$) proposto por Chakravorty e Das (2001). Após o estudo do fluxo de carga, as tensões nas barras e as correntes nas linhas são conhecidas, além de que P_k e Q_k para ($k = 2, 3, \dots, NB$) podem ser facilmente calculados pela equação $P_k - j \cdot P_k = V_K^* \cdot I_{jj}$.

Para a operação de uma rede de distribuição radial, o índice deve ser maior que zero e a barra que possuir o menor índice de estabilidade será a barra mais sensível ao colapso de tensão. A estabilidade global é definida como o valor mínimo dentre todos os índices locais de cada barra que compõe o sistema.

$$SI = \min_{j \in L} \{SI_k\} \quad (47)$$

Como pode ser observado pela equação (45), tem-se a garantia que $SI_k \geq 0$, mas não há um limite superior para o mesmo. Há na literatura, no entanto, variações do índice SI_k de forma que ele fique restrito ao intervalo entre 0 e 1. Yang *et al.* (2012) apresentam uma outra forma possível para expressar este índice de estabilidade de tensão (voltage stability index— VSI_k), obtida diretamente a partir de (44):

$$4 \cdot \{P_k^2 + Q_k^2\} \{r_{jj}^2 + x_{jj}^2\} \leq \{|\dot{V}_m|^2 - 2 \cdot P_k \cdot r_{jj} - 2Q_k \cdot x_{jj}\}^2 \quad (48)$$

$$VSI_k = \frac{4.\{P_k^2 + Q_k^2\}\{r_{jj}^2 + x_{jj}^2\}}{\{\left|\tilde{V}_m^2\right| - 2.P_k.r_{jj} - 2.Q_k.x_{jj}\}^2} \leq 1 \quad (49)$$

Da equação (49) determina-se o índice de estabilidade de tensão VSI_k de cada uma das barras, sendo o mesmo necessariamente restrito ao intervalo entre 0 e 1.

$$0 \leq VSI_k \leq 1 \quad (50)$$

2.3 MÁXIMO CARREGAMENTO

Segundo Zambroni de Souza *et al.* (2004), a margem para o máximo carregamento vincula-se à distância entre os pontos de operação e de colapso de tensão dos sistemas de potência. Sendo assim, pode-se analisar o impacto de diversas circunstâncias na capacidade de transferência de potência com base no entendimento dos conceitos de estabilidade discutidos até aqui, tais como:

- ações que melhorem o perfil de tensão são presumíveis que aumentem o carregamento máximo;
- o controle para o aumento da capacidade de carregamento pode ser distinto daquele que globalmente minimiza as perdas de potência ativa.⁴

Sauer e Pai (2014) expõem outra perspectiva relativa à avaliação de um determinado nível de intercâmbio ou patamar de carga - com exceção da hipótese da não convergência por uma questão de problemas numéricos das matrizes - que é o fato de que se a solução do fluxo de potência não pode ser encontrada, considera-se que a carga excedeu a capacidade de máxima transferência de potência do sistema.

Em síntese, margem de carregamento (referente ao total do sistema, de uma determinada área ou mesmo de um conjunto particular de barras) pode ser compreendida como um problema de determinação do maior incremento de carga possível no ponto de operação atual do sistema que satisfaça às restrições consideradas dos equipamentos, sem implicar em instabilidade de tensão.

Conforme representado anteriormente pela consagrada curva $P-V$ (vide Figura 7), a margem de carregamento pode ser especificada pela distância entre o ponto atual de operação e o ponto localizado no centro do “joelho” ou “nariz” da curva.

⁴ Sob a perspectiva do colapso de tensão, reduções locais das perdas ativas provavelmente contribuam, mas não impactem tão fortemente na margem de carregamento.

Sistemas de distribuição modernos devem sustentar transferências de *MW* que oscilem muito ao longo do dia e sejam compostos por extensos alimentadores e contínuos incrementos de novas cargas. Sob certas condições, o estado de operação pode se degradar rapidamente e levar aos conhecidos “apagões”.

Uma importante pergunta nesse contexto é: como quantificar o risco de *blackout*? E ainda tê-lo que fazer em tempo real, extrair a informação essencial de grandes quantidades de dados e apresentá-la para servir de suporte para a tomada de decisão (SAUER; PAI, 2014).

Por todos esses motivos são necessárias ferramentas de avaliação da estabilidade de tensão (*Voltage Stability Assessment* - VSA). Estando o sistema em uma condição estressada, próximo ao limite de instabilidade, qualquer aumento de carga pode ser problemático. Sendo assim o maior incremento possível para o colapso de tensão de um sistema de potência é um dos aspectos mais relevantes do VSA. Para cômputo do máximo carregamento pode-se destacar que:

- os métodos geralmente empregados para determinação do máximo carregamento são baseados em técnicas de fluxo de potência. Um método elementar é usar o fluxo de potência e gradualmente incrementar a carga até a convergência não ser obtida;
- outra ferramenta eficiente é o fluxo de potência via método da continuação (*Continuation Power Flow* – CPF). Conforme Laton *et al.* (2008) o método de Newton-Raphson apresenta dificuldade de convergência na proximidade do ponto crítico (devido ao mau condicionamento da matriz jacobiana), já o CPF permite a obtenção da solução em qualquer ponto da curva P-V; e que
- há ainda a alternativa referente ao uso de técnicas de otimização – empregada neste trabalho – em que o problema é formulado como a maximização do carregamento (uma variável γ que multiplica as componentes de carga P_d e Q_d) sujeito ao fluxo de potência e às restrições operativas.

Segundo Van Cutsem e Vournas (2007), este método de otimização determina diretamente o carregamento máximo e comparado com o método da continuação enseja uma maior eficiência computacional. De acordo com IEEE-SSC (1999), algumas vantagens do uso da margem de carregamento como índice de colapso de tensão são (a) fácil compreensão, (b) requer apenas um modelo estático do sistema

e (c) considera as não linearidades e limites (restrições de potência reativa e de *tap*) do sistema.

2.3.1 FORMULAÇÃO DO MÁXIMO CARREGAMENTO

A formulação do máximo carregamento pelo método de otimização pode ser expressa através de uma variável γ que multiplica o incremento de potência ativa na *fitness function*, tal qual trabalho de Fernandes, (2004).

$$f.o. = -\omega_m \cdot \gamma^t \cdot \Delta Pd \quad (51)$$

onde

- ω_m : sinal permissivo de habilitação da função (0 ou 1) ;
- γ^t : variável (vetor) de otimização;
- ΔPd : vetor incremento de 1% da potência ativa inicial para cada barra, ou seja, $\Delta Pd = 0,01 \cdot Pd^0$.

2.3.1.1 OTIMIZAÇÃO IRRESTRITA

Neste modelo são consideradas premissas simplificadoras para que as restrições da solução sejam provenientes apenas da estabilidade de tensão.

- limites irrestritos de geração de potência ativa e reativa para que a subestação não seja a responsável pela contenção do carregamento;
- não se consideram as restrições de intercâmbios referentes aos limites térmicos de fluxo nos cabos.

2.3.1.2 OTIMIZAÇÃO RESTRITA

Para que a variável γ possa modificar os valores de carga, ela é introduzida nas equações de balanço de potência ativa e reativa, representadas por:

$$Pg - Pd(\gamma) = P \quad (52)$$

$$Qg - Qd(\gamma) = Q \quad (53)$$

onde

$$Pd(\gamma) = Pd^0 + diag(\gamma) \cdot \Delta Pd \quad (54)$$

$$Qd(\gamma) = Qd^0 + diag(\gamma) \cdot \Delta Qd \quad (55)$$

nb : número de barras;

$P_{(nb \times 1)}$ e $Q_{(nb \times 1)}$: vetor das injeções de potência ativa e reativa;

$\mathbf{Pg}_{(nb \times 1)}$ e $\mathbf{Qg}_{(nb \times 1)}$: vetor de gerações de potência ativa e reativa;

$\mathbf{Pd}_{(nb \times 1)}$ e $\mathbf{Qd}_{(nb \times 1)}$: vetor de cargas ativas e reativas maximizadas;

$\mathbf{Pd}^0_{(nb \times 1)}$ e $\mathbf{Qd}^0_{(nb \times 1)}$: vetor dos valores iniciais das componentes das cargas.

O mesmo incremento de 1% de potência ativa, $\Delta \mathbf{Pd}$, é adotado para a potência reativa, $\Delta \mathbf{Qd}$, para que se mantenha o fator de potência original da carga, ou seja, de forma a maximizar o módulo da carga sem modificar a sua característica.

$$\Delta \mathbf{Pd} = 0,01 \cdot \mathbf{Pd}^0 \quad (56)$$

$$\Delta \mathbf{Qd} = 0,01 \cdot \mathbf{Qd}^0 \quad (57)$$

Além das restrições de igualdades e de desigualdades a serem descritas, deve-se considerar os limites de não negatividade para a variável γ a fim de impedir que ela passe a injetar potência nas barras de carga ao invés de consumir potência.

$$\gamma \geq 0 \quad (58)$$

2.3.1.3 RESTRIÇÕES DE IGUALDADE

As restrições de igualdade do problema são as equações de balanço de potência ativa e reativa modeladas (equações 52 e 53) utilizando-se a representação retangular dos fasores de tensão:

$$\dot{\mathbf{V}}_i = e_i + j \cdot f_i \quad i = 1, \dots, nb \quad (59)$$

onde

e_i : componente real da tensão $\dot{\mathbf{V}}_i$;

f_i : componente imaginária da tensão $\dot{\mathbf{V}}_i$.

Considerando que:

$$\mathbf{P} = \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \text{real}[\text{diag}(\dot{\mathbf{V}}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (60)$$

$$\mathbf{Q} = \mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \text{imag}[\text{diag}(\dot{\mathbf{V}}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (61)$$

onde

$\dot{\mathbf{V}}$: vetor de tensões com dimensão $(nb \times 1)$;

$\dot{\mathbf{Y}}$: matriz de admitância de barra com dimensão $(nb \times nb)$.

Substituindo-se a representação na forma retangular dos fasores de tensão (59) nas equações (60) e (61), obtêm-se:

$$\mathbf{P} = \text{diag}(\mathbf{e}) \cdot [\mathbf{G} \cdot \mathbf{e} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}] + \text{diag}(\mathbf{f}) \cdot [\mathbf{B} \cdot \mathbf{e} + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}] \quad (62)$$

$$\mathbf{Q} = \text{diag}(\mathbf{f}) \cdot [\mathbf{G} \cdot \mathbf{e} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}] - \text{diag}(\mathbf{e}) \cdot [\mathbf{B} \cdot \mathbf{e} + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}] \quad (63)$$

Em que:

$$\mathbf{e} = \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_{nb} \end{bmatrix} : \text{vetor de dimensão } (nb \times 1) \text{ da parte real da tensão;} \quad (64)$$

$$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ \vdots \\ f_{nb} \end{bmatrix} : \text{vetor de dimensão } (nb \times 1) \text{ da parte imaginária da tensão;} \quad (65)$$

\mathbf{G} : parte real de $\dot{\mathbf{Y}}$, ou seja, matriz de condutância de barra com dimensão $(nb \times nb)$;

\mathbf{B} : parte imaginária de $\dot{\mathbf{Y}}$, ou seja, matriz de susceptância de barra com dimensão $(nb \times nb)$.

As equações (64) e (65) podem ser expressas compactamente em função de um vetor \mathbf{x} . O vetor \mathbf{x} possui dimensão $(2nb \times 1)$ e seus elementos são as componentes real e imaginária das tensões de barra.

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_{nb} \\ f_1 \\ \vdots \\ f_{nb} \end{bmatrix} \quad (66)$$

Para a obtenção dos vetores \mathbf{e} e \mathbf{f} a partir de \mathbf{x} utilizam-se as seguintes matrizes:

$$\mathbf{\Gamma}_e = \begin{bmatrix} \mathbf{\Gamma} & \mathbf{N} \end{bmatrix} \quad (67)$$

$$\mathbf{\Gamma}_f = \begin{bmatrix} \mathbf{N} & \mathbf{\Gamma} \end{bmatrix} \quad (68)$$

Sendo,

$$\mathbf{\Gamma} = \begin{bmatrix} 1 & & & \\ & 1 & & \\ & & \ddots & \\ & & & 1 \end{bmatrix} \quad (69)$$

Γ : matriz identidade de dimensão ($nb \times nb$);

N : matriz nula de dimensão ($nb \times nb$);

Γ_e : matriz composta pela justaposição da matriz Γ e da matriz N ;

Γ_f : matriz composta pela justaposição da matriz N e da matriz Γ .

De modo que os vetores formados, respectivamente, pelas partes reais e imaginárias das tensões das barras, e e f , possam ser escritos por:

$$e = \Gamma_e \cdot x \quad (70)$$

$$f = \Gamma_f \cdot x \quad (71)$$

A partir das matrizes descritas anteriormente, as equações do balanço de potência (62) e (63) podem ser apresentadas em função das variáveis Pg, Qg, Pd, Qd e x .

$$Pg - Pd = \{ \text{diag}(\Gamma_e \cdot x) \cdot [G \ B] + \text{diag}(\Gamma_f \cdot x) \cdot [G \ -B] \} \cdot x \quad (72)$$

$$Qg - Qd = \{ \text{diag}(\Gamma_f \cdot x) \cdot [G \ -B] - \text{diag}(\Gamma_e \cdot x) \cdot [B \ G] \} \cdot x \quad (73)$$

E podem ser simplesmente equacionadas como:

$$Pg - Pd(\gamma) = P(x) \quad (74)$$

$$Qg - Qd(\gamma) = Q(x) \quad (75)$$

2.3.1.4 FORMA RETANGULAR DO ÂNGULO DE REFERÊNCIA

Uma barra ao ser escolhida para ser a de referência angular implica na assunção de que o valor de seu ângulo é nulo. Como o fasor de tensão está representado na forma retangular, sua componente imaginária também é zero.

$$f_{ref} = 0 \quad (76)$$

A equação (76) na forma vetorial é simbolizada pelo vetor d .

$$d^T = [0 \ \dots \ 0 : 0 \ \dots \ 1 \ \dots \ 0] \quad (77)$$

onde

d : vetor de dimensão [$2nb \times 1$], com os nb primeiros elementos nulos e os subsequentes também nulos, com exceção da posição correspondente à barra de referência que assume o valor unitário.

Deste modo:

$$d^T \cdot x = 0 \quad (78)$$

2.3.1.1 RESTRIÇÕES DE DESIGUALDADE

As restrições de desigualdade envolvem as limitações operacionais do sistema como elencadas a seguir.

A) LIMITES DE GERAÇÃO

As potências ativas e reativas geradas para atendimento das cargas devem estar dentro dos limites dos geradores.

$$Pg_{min} \leq Pg \leq Pg_{max} \quad (79)$$

$$Qg_{min} \leq Qg \leq Qg_{max} \quad (80)$$

onde

Pg_{min} e Pg_{max} : vetores de dimensão $(nb \times 1)$; contendo os limites mínimos e máximos de geração de potência ativa, respectivamente;

Qg_{min} e Qg_{max} : vetores de dimensão $(nb \times 1)$; contendo os limites mínimos e máximos de geração de potência reativa.

B) LIMITES DAS MAGNITUDES DE TENSÃO

Como não se trabalha com o fasor de tensão na forma polar, mas na retangular, é preciso que se faça uma adequada representação dos módulos de tensão ao quadrado, como se segue. Para uma determinada barra i , o módulo ao quadrado da tensão é:

$$|\dot{V}_i|^2 = (e_i)^2 + (f_i)^2 \quad (81)$$

Para o estabelecimento das restrições de desigualdade referentes a tensão, a equação (81) precisa ser generalizada, isto é feito em função do vetor x de modo a se ter uma inequação simbolicamente compacta:

$$V_{min} \leq V(x) \leq V_{max} \quad (82)$$

Pode-se salientar que uma menor margem de tensão restringe diretamente a margem de carregamento. Algumas manipulações são feitas para a obtenção de (82):

- Para cada uma das barras i correspondem os vetores V_{min} e V_{max} contendo os valores mínimo e máximo das magnitudes de tensão ao quadrado;

- $V(x)$ é uma matriz função $V_i(x) = [x^T M_i]$;
- M_i é uma matriz que permite elevar ao quadrado a magnitude de tensão em função de x (forma retangular).

C) LIMITES DE TAPS DE REGULADORES DE TENSÃO

Os limites operacionais dos taps dos reguladores de tensão, a , referem-se aos valores máximos e mínimos das relações de transformação das magnitudes de tensão:

$$a_{min} \leq a \leq a_{max} \quad (83)$$

2.3.1.5 FORMULAÇÃO GERAL DO MÁXIMO CARREGAMENTO

A partir do critério de otimização formulado, das restrições de igualdade e de desigualdade discriminadas, o FPO para o cálculo do máximo carregamento pode ser genericamente expresso da seguinte forma:

$$\min - \omega_m \cdot \gamma^t \cdot \Delta P d \quad (84)$$

sujeito a:

$$Pg - Pd(\gamma) = P(x) \quad (85)$$

$$Qg - Qd(\gamma) = Q(x) \quad (86)$$

$$d^T \cdot x = 0 \quad (87)$$

$$Pg_{min} \leq Pg \leq Pg_{max} \quad (88)$$

$$Qg_{min} \leq Qg \leq Qg_{max} \quad (89)$$

$$V_{min} \leq V(x) \leq V_{max} \quad (90)$$

$$a_{min} \leq a \leq a_{max} \quad (91)$$

$$\gamma \geq 0 \quad (92)$$

Deve-se ter em mente as simplificações que foram discutidas neste capítulo, ou seja, considerados limites irrestritos de geração de potência ativa e reativa, bem como limites irrestritos de tensão nas barras – isso equivale a desconsiderar as equações 88, 89 e 90 acima.

3 REVISÃO DA LITERATURA

3.1 ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO

A literatura apresenta as mais diversas técnicas para alocação de BCs, que consideram diferentes funções de avaliação, tais como: minimização das perdas de potência, redução de custos de instalação, melhora no perfil de tensão, maximização da estabilidade do sistema e outros (AMAN *et al.*, 2014).

Dentre os métodos propostos, salientam-se os que utilizam técnica de inteligência artificial, os quais são usados para definir a posição e o tamanho de banco de capacitores. Entre as técnicas mais usadas citam-se: Algoritmos Genéticos (AG), *Fuzzy*, *Tabu-search*, *Fuzzy-GA*, *Particle Swarm*, Algoritmos Híbridos e outros.

Em problemas multidimensionais são combinadas a inserção dos BCs *shunt* com outras possibilidades, tais como geração distribuída, reconfiguração da rede e reguladores de tensão.

Dos trabalhos recentes para otimizar a alocação de BCs, tem-se: Souza e Almeida (2010) e Ramadan *et al.* (2014), que utilizam Lógica Nebulosa; Prakash e Sydulu (2007), Singh e Rao (2012) e Afaghzadeh *et al.* (2011), que utilizam Enxame de Partículas; Aman *et al.* (2014), que apresentam uma revisão detalhada sobre diferentes abordagens para se resolver o problema de alocação de BCs; El-Fergany; Abdelaziz (2014), que utilizam abordagem baseada em Colônia de Abelhas; e Injeti *et al.* (2015) que utilizam Algoritmos de Otimização Bio-Inspirados.

Pode-se citar os seguintes trabalhos com alocação de RTs: Alves (2012); Safiaggianni e Salis (2000); Pereira e Castro (2009) que propõem heurísticas para alocação de RTs. Essas heurísticas basicamente alocam os RTs a fim de minimizar queda de tensão e perdas, em seguida fazem um refinamento com o intuito de diminuir o custo de instalação e manutenção.

Mendoza *et al.* (2007) realizam a alocação via micro Algoritmos Genéticos (AGs) e, Niknam, Narimani e Azizipanah-Abarghooee (2012) propõem um método híbrido que utiliza Enxame de Partículas e Lógica Nebulosa adaptativa para alocar RTs automáticos em redes radiais.

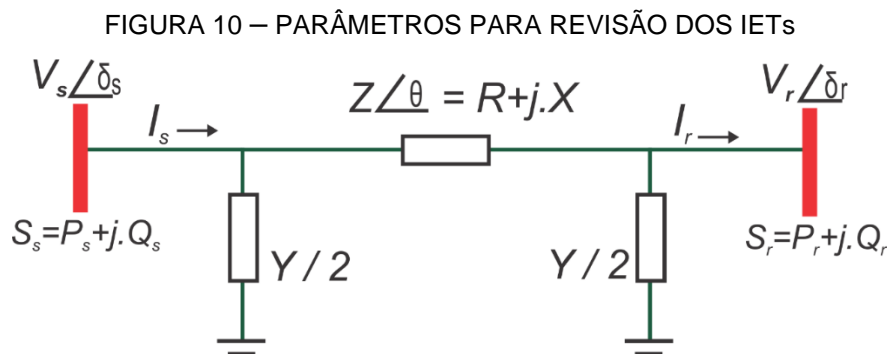
A alocação de BCs tende a diminuir as perdas e melhorar o fator de potência da rede, enquanto que a alocação de RTs se concentra na melhora do perfil de tensão.

A fim de aliar esses benefícios, há trabalhos que otimizam a alocação de BCs e RTs simultaneamente, tais como: Carpinelli et al. (2010), que utilizam os Algoritmos Genéticos (AGs); Madruga e Canha (2010), que fazem uso de AGs e técnica de fluxo de carga via varredura direta e reversa; Szuvovivski, Fernandes e Aoki (2012) propõem um problema de otimização resolvido via AGs e FPO que tem como objetivo a minimização do custo das perdas, violação de perfil de tensão, queda de tensão e custo dos equipamentos; e, Franco *et al.* (2013), propõem um problema de otimização linearizado resolvido por *softwares* convencionais de programação linear inteira-mista.

Como a alocação simultânea de BCs e RTs é vantajosa, ela é adotada neste trabalho como formulada por Szuvovivski (2008). As novas funções de otimalidade incorporadas aos requisitos QEE são os índices de estabilidade de tensão e análise de máximos carregamentos (fundamentados no Capítulo 2) e que a seguir são referenciados.

3.1.1 ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO PROPOSTOS NA LITERATURA

Para expressar um panorama geral dos diversos Índices de Estabilidade de Tensão (IETs) propostos na literatura, a Figura 10 retrata os parâmetros necessários para a formulação matemática e a Tabela 2 sinteticamente apresenta esses índices.



Fonte: Adaptado de Modarresi et al. (2016)

onde

Y : admitância *shunt* da linha;

Z, R, X, θ : impedância, resistência, reatância e ângulo de impedância;

V_s, V_r : tensão eficaz nas barras r e s (*receiving bus* e *sending bus*);

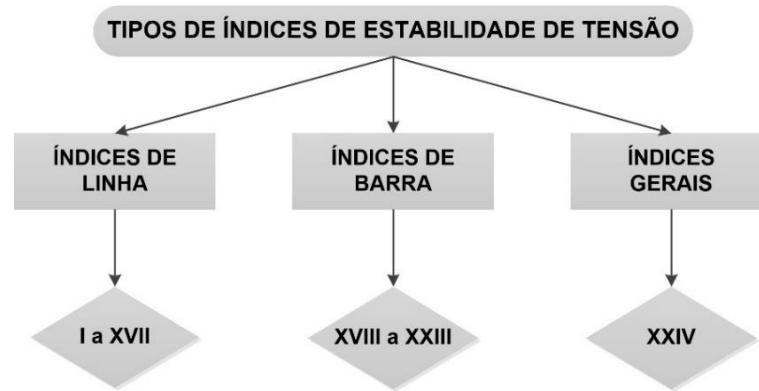
P_s, Q_s : potência ativa e reativa na barra que transmite (*sending bus*);

P_r, Q_r : potência ativa e reativa na barra que recebe (*receiving bus*);

δ_s, δ_r : ângulo de tensão.

Modarresi et al. (2016) expõem e classificam os IETs em três grupos: (a) índices de linha, (b) índices de barra e (c) índices gerais. A segmentação dos índices da Tabela 2 nesses grupos é dada pela Figura 11.

FIGURA 11 – TIPOS DE ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO



Fonte: Adaptado de Modarresi et al. (2016)

TABELA 2 – REVISÃO DOS IETs

° Z	Índice	Formulação Matemática	Autores	Comentários
–	<i>Fast Voltage Stability Index (FVSI)</i>	$FVSI = \frac{4 \cdot Z^2 Q_r}{V_s^2 \cdot X}$	(MUSIRIN; RAHMAN, 2002)	Simplificações: $\text{sen}(\delta) = 0$ $\text{cos}(\delta) = 1$
=	L_{ij}	$L_{ij} = \frac{4 \cdot Z^2 Q_r X}{V_s^2 \cdot (R \cdot \text{sen}(\delta) - X \cdot \text{cos}(\delta))^2}$	(SUBRAMANI <i>et al.</i> , 2009)	Não leva em consideração as simplificações angulares do FVSI
≡	<i>Line Stability Index (L_{mn})</i>	$L_{mn} = \frac{4 \cdot Q_r \cdot X}{V_s^2 \cdot \text{sen}(\theta - \delta)^2}$	(MOGHAVVEMI; FARUQUE, 2001)	Desconsidera o efeito da potência e admitância <i>shunt</i> da linha
≧	<i>Line Stability Factor (LQP)</i>	$LQP = 4 \cdot \left(\frac{X}{V_s^2}\right) \cdot \left(Q_r + \frac{P_s^2 \cdot X}{V_s^2}\right)$	(MOHAMED <i>et al.</i> , 1986)	Desconsidera o efeito da admitância <i>shunt</i> da linha

V	Line Stability Index (L_p)	$L_p = \frac{4 \cdot P_r \cdot R}{V_s^2 \cdot \cos(\theta - \delta)^2}$	(MOGHAVVEMI; FARUQUE, 2001)	Desconsidera o efeito da potência reativa e a admitância <i>shunt</i> da linha
VI	Voltage Collapse Proximity Index ($VCPI$) ⁵	$VCPI$	(MOGHAVVEMI; FARUQUE, 1998)	Desconsidera a resistência da linha e admitância <i>shunt</i>
VII	Novel Line Stability Index ($NLSI$)	$NLSI = \frac{P_r \cdot R + Q_r \cdot X}{0.25 \cdot V_s^2}$	(YAZDANPANAHI-GOHARRIZI; ASGHARI, 2007)	A diferença angular entre as barras r e s é considerada pequena ($\delta \approx 0$)
VIII	New Voltage Stability Index ($NVSI$)	$NVSI = \frac{2X \cdot \sqrt{P_r^2 + Q_r^2}}{2 \cdot Q_r X - V_s^2}$	(MOGHAVVEMI; FARUQUE, 1998)	Desconsidera a resistência da linha e admitância <i>shunt</i>
IX	Voltage Reactive Power Index (VQI_{Line})	$VQI_{Line} = \frac{4 \cdot Q_r}{ B \cdot V_s^2}$	(ALTHOWIBI, MUSTAFA, 2010)	Considera $\delta \approx 0$, $B = \text{img}(Y)$ e desconsidera admitância <i>shunt</i>
X	Power Transfer Stability Index ($PTSI$)	$PTSI = \frac{2 \cdot S_r \cdot Z(1 + \cos(\theta - \varphi))}{V_s^2}$	(NIZAM <i>et al.</i> , 2006)	Desconsidera admitância <i>shunt</i>

⁵ São propostos quatro $VCPIs$ baseados no conceito da máxima transferência através da linha (r refere-se a uma barra e l a linha).

$VCPI_1 = \frac{P_r}{P_{r(max)}}$, $VCPI_2 = \frac{Q_r}{Q_{r(max)}}$, $VCPI_3 = \frac{P_l}{P_{l(max)}}$, e $VCPI_4 = \frac{Q_l}{Q_{l(max)}}$, onde

$P_{r(max)} = \frac{V_s^2 \cdot \cos \varphi}{Z \cdot 4 \cdot \cos^2 \frac{(\theta - \varphi)}{2}}$, $P_{l(max)} = \frac{V_s^2 \cdot \cos \theta}{Z \cdot 4 \cdot \cos^2 \frac{(\theta - \varphi)}{2}}$, $Q_{r(max)} = \frac{V_s^2 \cdot \sin \varphi}{Z \cdot 4 \cdot \cos^2 \frac{(\theta - \varphi)}{2}}$ e $Q_{l(max)} = \frac{V_s^2 \cdot \sin \theta}{Z \cdot 4 \cdot \cos^2 \frac{(\theta - \varphi)}{2}}$.

XI	Voltage Stability Index (VSI_1) ⁶	$VSI_1 = \min\left(\frac{P_{margin}}{P_{max}}, \frac{Q_{margin}}{Q_{max}}, \frac{Q_{margin}}{Q_{max}}\right)$	(GONG <i>et al.</i> 2006)	O subscrito 1 é para diferenciar de outros índices. Admitância <i>shunt</i> negligenciada
XII	Voltage Stability Load Index ($VSLI$)	$VSLI = \frac{4 \cdot [V_s \cdot V_r \cdot \cos(\delta) - V_r^2 \cdot \cos(\delta)]}{V_s^2}$	(T. K. A. RAHMAN; JASMON, 1995)	Admitância <i>shunt</i> é negligenciada
XIII	Voltage Stability Margin (VSM_s)	$VSM_s = \frac{S_{cr} - S_L}{S_{cr}}$ onde $S_{cr} = \frac{V_s^2}{2Z[1 + \cos(\theta - \varphi)]}$	(GUIPING <i>et al.</i> , 2009)	Fator de potência é considerado constante e admitância <i>shunt</i> é negligenciada
XIV	Voltage Collapse Proximity Index ($VCPI_1$)	$VCPI_1 = V_r \cdot \cos(\delta) - 0,5 \cdot V_s$	(WANG <i>et al.</i> , 2005)	Subscrito 1 é para diferenciar de outros índices
XV	Voltage Stability Indicator (VSI_2)	$VSI_2 = \frac{4 \cdot Q_r \cdot (R + X)^2}{X \cdot (V_s^2 + 8RQ_r)}$	(CHATTOPADHY AY <i>et al.</i> , 2014)	Subscrito 2 é para diferenciar de outros índices. Considera $\delta \approx 0$ e desconsidera admitância <i>shunt</i>
XVI	Voltage Stability Margin Index ($VSMI$)	$VSMI = \frac{\delta_{max} - \delta}{\delta_{max}}, \text{ onde } \delta_{max} = \frac{\theta - \varphi}{2}$	(HE <i>et al.</i> , 2004)	δ_{max} é a máxima diferença angular entre as barras <i>r</i> e <i>s</i> , desconsidera admitância <i>shunt</i>

⁶ Nesse caso $P_{margin} = P_{max} - P_r$, $Q_{margin} = Q_{max} - Q_r$ e $S_{margin} = S_{max} - S_r$, onde $P_{max} = \sqrt{\frac{V_s^2}{4 \cdot X^2} - Q_r \cdot \frac{V_s^2}{X}}$, $Q_{max} = \sqrt{\frac{V_s^2}{4 \cdot X} - \frac{P_r^2 \cdot X}{V_s^2}}$ e $S_{max} = \frac{(1 - \sin \varphi) V_s^2}{2 \cdot X \cdot \cos^2 \varphi}$

XVII	Line Collapse Proximity Index (LCPI) ⁷	$LCPI = \frac{4 \cdot A \cdot \cos\alpha [P_r \cdot B \cdot \cos(\beta) + Q_r \cdot B \cdot \sin(\beta)]}{[V_s \cos\delta]^2}$	(TIWARI <i>et al.</i> , 2012)	Considera admitância <i>shunt</i> do modelo π
XVIII	Voltage Collapse Prediction Index (VCPI _{bus})	$VCPI_{bus} = \min \{VCPI_i\}, \text{ onde}$ $VCPI_i = \left 1 - \frac{\sum_{m=1}^N V'_m}{V_i} \right e$ $V'_m = \frac{Y_{im}}{\sum_{j=1}^N Y_{ij}} V_m$	(BALAMOUROUGAN <i>et al.</i> , 2004)	V_i e V_m são as tensões nas barras i e m
XIX	S Difference Criterion (SDC)	$SDC = \left 1 + \frac{\Delta V_r \cdot I_r^*}{V_r \Delta I_r^*} \right $	(VERBÍ, 2004)	Na vizinhança do ponto de colapso um aumento de potência em uma extremidade não produz aumento na outra
XX	Voltage Stability Index (VSI _{bus})	$VSI_i = \left[1 + \frac{I_i}{V_i} \times \frac{\Delta V_i}{\Delta I_i} \right]^\alpha$	(HAQUE, 2007)	Mesmo conceito do SDC
XXI	Impedance Matching Stability Index (ISI)	$ISI = 1 - \left \frac{I_r}{V_r} \times \frac{\Delta V_r}{\Delta I_r} \right $	(I. SMON <i>et al.</i> , 2006)	Parte do conceito de que o sistema transfere máxima potência quando a impedância é igual em módulo ao equivalente de Thévenin

⁷ A e B são os parâmetros da Figura 10 na formulação matricial, $\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix}$, sendo determinados por $A = 1 + \frac{Z \cdot Y}{2}$, $B = Z$, $C = Y(1 + \frac{Z \cdot Y}{4})$ e $D = A$, e α e β são os ângulos de fase de A e B, respectivamente.

XXII	Relação ⁸ Z_L/Z_s	$\frac{Z_L}{Z_s} = \frac{M + 1}{-M \cos \beta + \sqrt{[(M \cos \beta)^2 - M^2 + 1]}}$	(WISZNIEWSKI, 2007)	Z_L impedância da barra de carga e Z_s impedância de Thévenin da rede
XXIII	Simplified Voltage Stability Index (SVSI)	$SVSI_r = \frac{\Delta V_r}{\beta V_r}$ <p>onde</p> $\Delta V_r \cong V_g - V_r $ $\beta = 1 - [\max(V_m - V_l)]^2$	(PÉREZ-LONDOÑO <i>et al.</i> , 2014)	V_g e V_r são as tensões do gerador e da barra de carga analisadas. β é o fator de correção relacionado a maior diferença das magnitudes de tensão entre duas barras m e l
XXIV	Network Sensitivity Approach (SG) ⁹	$SG_p = \frac{P_{gt}}{P_{dt}}$ $SG_q = \frac{P_{gt}}{Q_{dt}}$	(ALTHOWIBI; MUSTAFA, 2012)	SG é baseado na curva P-V assumindo que a eficiência é constante

Fonte: Adaptado de Modarresi *et al.* (2016) e de diversos autores da Tabela

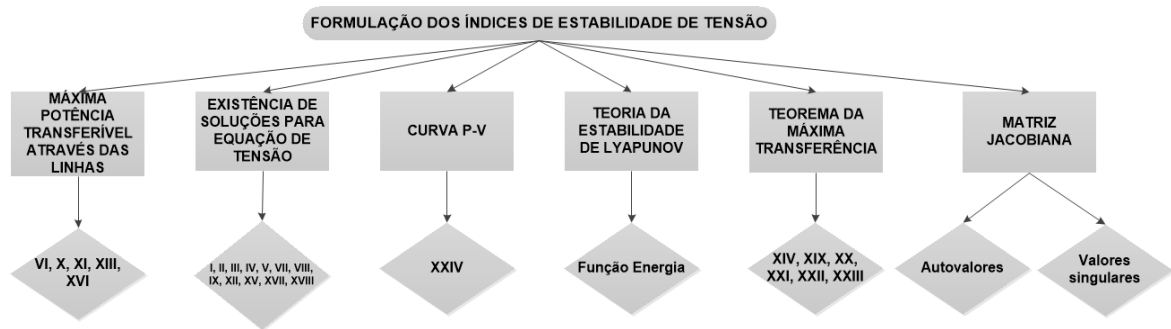
De acordo com os mesmos autores, a precisão dos índices gerais de estabilidade é maior que a precisão dos índices de barra e de linha, no entanto demandam maior esforço computacional.

Uma classificação adicional possível para os IETs é a que diz respeito à formulação: (a) existência de soluções para a equação de tensão, (b) máxima transferência de potência em uma linha, (c) curva P-V, (d) teorema de estabilidade de Lyapunov, (e) matriz jacobiana e (f) teorema de máxima transferência. A segmentação dos índices da Tabela 2 nesses grupos é dada pela Figura 12.

⁸ Nesse caso, $\beta = \phi_s - \phi_L$. ϕ_s e ϕ_L são os ângulos de impedância Z_s e Z_L , respectivamente. O valor de M é calculado medindo a variação da potência aparente e da admitância de carga entre duas medidas, $M = \frac{(S_2 - S_1) \times (Y_2 + Y_1)}{(S_2 + S_1) \times (Y_2 - Y_1)}$.

⁹ Nesse caso P_{gt} , Q_{dt} e P_{dt} são, respectivamente, a potência ativa total gerada, potência ativa demandada e potência reativa demandada. O sistema se aproxima do ponto crítico no momento em que, a partir de aumentos graduais SG_p e SG_q , estes sejam conduzidos a um aumento pronunciado.

FIGURA 12 – FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DOS IETs



Fonte: Adaptado de Modarresi *et al.* (2016)

Outras classificações são possíveis para os IETs, tais como, as baseadas:

- nas variáveis do sistema (requerem menos tempo computacional, são adequadas para aplicação em tempo real e não determinam a margem de carregamento);
- na matriz jacobiana (apresentam custo computacional alto, não são indicadas para aplicações em tempo real e determinam a margem de carregamento).

Relativo aos IETs baseados na matriz jacobiana, como descrito em Cardet (2010), o ponto de colapso de tensão, no limite do carregamento, é determinado quando os autovalores da matriz jacobiana do fluxo de potência são iguais a zero.

Segundo Danish (2015), outra técnica muito usada e também baseada na matriz jacobiana é a decomposição em valores singulares (DVS). Nessa técnica, a medida da distância entre o limite de estabilidade e o ponto de operação são justamente os mínimos valores singulares da matriz jacobiana do fluxo de carga. O trabalho de Tiranuchit e Thomas (1988) aborda a decomposição de autovalores e de autovetores da matriz Jacobiana para análise do ponto crítico. Um outro trabalho largamente citado nesse ramo, como demonstrado na Tabela 3, é o de Lof *et al.* (1992), no qual é feito um estudo exaustivo da DVS.

3.1.2 MOTIVAÇÃO E COMENTÁRIOS SOBRE OS ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO ADOTADOS

Para sumarizar a revisão da literatura, buscou-se identificar com a Tabela 2 as publicações alusivas à proposição de índices para avaliação da estabilidade de tensão, de forma que tendo uma visão geral da literatura pudesse se definir quais seriam os selecionados para implementação computacional.

Contudo, avaliar quais desses indicadores são os mais adequados para uma determinada aplicação, que neste trabalho é um sistema radial, é uma tarefa complexa. Nesse sentido, comparar o impacto de diferentes trabalhos no âmbito acadêmico pode ser uma alternativa para consentir a relevância de uma publicação.

Para isso, diante do acesso a uma grande quantidade de publicações, é oportuno avaliar o uso de ferramentas computacionais que permitam obter métricas das referências. E, a partir daí, delimitar um conjunto de trabalhos, tornar factível a leitura crítica e interpretação das publicações selecionadas.

Duas ferramentas são utilizadas nessa etapa e com objetivos distintos: (a) o software *Publish or Perish* (PoP) versão 5.23 para busca de publicações e (b) o software *Mendeley* versão 1.16.3 para o gerenciamento dos artigos.

O software *Publish or Perish* com versão gratuita para *download*, conforme explica Harzing (2011), é adaptado para realização de pesquisa bibliométrica¹⁰, sendo ideal para medir o impacto dos trabalhos acadêmicos e dos periódicos com os dados do *Google Scholar*. De acordo com o *Publish or Perish 4 User's Manual*, os resultados dispostos nas melhores posições do *Google Scholar* (*GS Rank*) indicam uma maior relevância de busca.

Referente ao campo de busca “*voltage*” AND “*stability*” AND “*index*”, isto é, palavras presentes em todas as publicações, uma consulta realizada em 23/11/2016 no *PoP* apresentou 980 resultados. A Tabela 3 expõe as métricas básicas dos 10 primeiros itens referentes a essa ordenação.

Vale salientar que a busca descrita não constitui propriamente a aplicação de um método bibliométrico, que é um processo mais amplo, mas uma fonte auxiliar para situar os IETs aplicados nesse trabalho em relação às demais referências.

¹⁰ Além das métricas básicas usadas no PoP, tem-se o índice-h que mede o impacto cumulativo da produção de um pesquisador, percebendo as citações que seu trabalho tem recebido; o quociente-m que indica uma comparação entre pesquisadores ao dividir o índice-h pelo número de anos da carreira como pesquisador (contada desde a primeira publicação); e o índice-g que se destina a melhorar o índice-h por recompensar artigos largamente citados.

TABELA 3 – MÉTRICAS BÁSICAS DO GS RANK

GS Rank	Relação com a Dissertação	Autores	Título	Ano Publicação	Nº de citações	Citações por ano desde a publicação	Conteúdo / Tipo
1º	Referenciado na seção 3.1.1	PA Lof, T Smed, G Andersson	Fast calculation of a voltage stability index	1992	384	16,00	IET / Artigo
2º	Equacionado em I - Tabela 4	I Musirin, TKA Rahman	Novel fast voltage stability index (FVSI) for voltage stability analysis in power transmission system	2002	146	10,43	IET / Artigo
3º	Equacionado em XXI - Tabela 4	I Smon, G Verbic, F Gubina	Local voltage-stability index using Tellegen's theorem	2006	173	17,30	IET / Artigo
4º	Referenciado nas Seções 2.3 e 3.2	V Ajarapu, C Christy	The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis	1992	1272	53,00	Método / Artigo
5º	Formulado matematicamente no Capítulo 2	M Chakravorty, D Das	Voltage stability analysis of radial distribution networks	2001	267	17,80	IET / Artigo
6º	- - - ¹¹	CW Taylor	Power system voltage stability	1994	2188	99,45	Teoria / Livro
7º	Equacionado em XI - Tabela 4	Y Gong, N Schulz, A Guzman	Synchrophasor-based real-time voltage stability index	2006	91	9,10	IET / Artigo
8º	- - -	I Musirin, TKA Rahman	On-line voltage stability based contingency ranking using fast voltage stability index (FVSI)	2002	68	4,86	IET / Artigo

¹¹ - - - : referência não utilizada no trabalho.

9º	Referenciado na seção 3.1	T Niknam, MR Narimani, J Aghaei	Improved particle swarm optimisation for multi-objective optimal power flow considering the cost, loss, emission and voltage stability index	2012	98	24,50	Método / Artigo
10º	Formulado matematicamente no Capítulo 2	P Kessel, H Glavitsch	Estimating the voltage stability of a power system	1986	765	25,50	IET / Artigo

FONTE: O autor (2017) – Com uso do programa *Publish or Perish*

É possível observar que dos dez primeiros resultados ranqueados no *GS Rank*, sete deles referem-se a IETs, um resultado corresponde a um livro e os outros dois a métodos – Método da Continuação e Otimização por Enxame de Partículas.

Os dois IETs aplicados nesse trabalho ocupam a quinta e a décima posições na lista. O índice SI_k de Chakravorty, intermediariamente posicionado, é o único destinado especificamente a redes radiais, e o índice L_j de Kessel foi o mais largamente citado dentre os IETs ranqueados.

3.2 MÉTODOS DE CÁLCULO DO MÁXIMO CARREGAMENTO

Segundo Ou e Singh (2002), para a determinação do máximo carregamento podem ser aplicados métodos determinísticos baseados na solução do fluxo de potência. Estes métodos podem ser divididos em três grupos: (a) método da continuação (CPF), tais como Ejebe e Tong (1998), Chiang *et al.* (1995), M. H. Gravener *et al.* (1999); (b) fluxo de potência repetido, tal como Ou e Singh (2002) e (c) fluxo de potência ótimo com restrição de segurança através de diversas abordagens de otimização, tais como redes neurais e método dos pontos interiores.

Bhesdadiya e Patel (2015) acrescentam ainda um quarto grupo à classificação dos métodos determinísticos, que são os (d) métodos baseados em sensibilidade, tal como o trabalho de Kumar e Srivastava (2002), Hamoud (2000) e Kumar e Kumar (2011).

4 MATERIAL E MÉTODOS

4.1 MATERIAL

A plataforma computacional empregada foi o MATLAB R2014b. O programa foi executado em computador pessoal, ACER Aspire E15, processador Intel Core i7-5500. Uma interface gráfica¹² (*GUI - Graphical User Interface*) foi dedicada para se conectar ao programa e facilitar a escolha das especificações para as diferentes simulações, como demonstrado na Figura 13 (LACHOVICZ, 2016).

Os objetos presentes no *layout* gráfico permitem a interação de forma dinâmica com o programa, sendo possível:

- I. Ativar componentes
 - i. habilitar a inserção de RTs e/ou BCs;
 - ii. inserir os RTs apenas no tronco principal ou em todas as linhas;
 - iii. inserir BCs em todas as barras ou apenas no tronco principal;
 - iv. habilitar o cálculo da quantidade BCs e/ou RTs pelo sistema;
 - v. inserir dados da impedância dos RTs.
- II. Fornecer informações ao programa
 - i. sistema a ser simulado (11 ou 70 barras);
 - ii. simulação (sem alocação ou com alocação);
 - iii. carga (carga constante ou curva de carga);
 - iv. tipo de BCs alocados (fixos e/ou automáticos);
 - v. IET habilitado (SI_K ou L_j);
 - vi. definições do Algoritmo Genético (seleção, mutação, cruzamento, número de indivíduos e de gerações);
 - vii. tensão de saída do RT (melhor entre 0,95 e 1,0469 pu ou nominal);
 - viii. parametrizar o FPO do Máximo Carregamento ($P_{g_{max}}$, V_{max} e V_{min}).
- III. Iniciar uma ação
 - i. comandar o início da simulação após o ajuste dos parâmetros;
 - ii. plotar e visualizar gráficos dos resultados.

¹² A Interface Gráfica foi estabelecida a partir da base computacional desenvolvida por Lachovicz (2016) que inseriu geração fotovoltaica em SDs e desenvolveu inicialmente uma *GUI* a partir da formulação matemática de Szuvovivski (2008), ambos trabalhos do mesmo grupo de pesquisa da UFPR.

FIGURA 13 – INTERFACE GRÁFICA DO PROGRAMA DE ALOCAÇÃO

| Alocação de BCs e RTs em SDs - Otimização da Estabilidade de Tensão & Qualidade de Energia |

Simulação

Tipo de Simulação:

☐ Método GCM

Definição do Sistema

Sistema:

Carga: ☐ Constante ☐ Com curva

Definir FPO - Sem Alocação

☐ FPO Min Desvio V Especificada ☐ FPO MAX Carregamento

FPO Mínimo Carregamento

Pg Máx ☐ Liberar Pg na SE

V máx Vmin

Estudo de MAX Carregamento

Max Load p/ %

☐ Linspace Max Load

Nº intervalos

Índice de Estabilidade de Tensão

Defina o IET:

Pesos da Fitness

Perdas	Queda	Violação
BC <input type="text" value="1"/>	RT <input type="text" value="1"/>	IET <input type="text" value="1"/>
BC <input type="text" value="1"/>	RT <input type="text" value="1"/>	IET <input type="text" value="1"/>
MAX Load <input type="text" value="1"/>		

FPO Min Desvio V Especificada

Configurações:

V na SE ☐ Fixar Tensão 1 [pu] na SE

Tensão nas barras:

V máx Vmin

Parâmetros do BC

☐ Alocar BC

Quantidade de dispositivos: ☐ Definido pelo sistema

O tipo do BC será:

A alocação será: ☐ Tronco principal ☐ Todas as barras

Parâmetros do RT

☐ Alocar RT

Quantidade de dispositivos: ☐ Definido pelo sistema

O ajuste do RT será: ☐ Entre 0.95 e 1.05 pu ☐ Tensão nominal

A alocação será: ☐ Tronco principal ☐ Todas as Linhas

☐ Inserir parâmetros RT

Opções do AG

Tamanho da população: Indivíduos Gerações

Parâmetro de cruzamento:

Tipo:

Parâmetro de mutação:

Tipo: Taxa:

Parâmetro de seleção:

Tipo:

Parâmetro de migração:

Sentido: ☐ Adiante ☒ Ambos

Intervalo: Fração:

Parâmetro de elitismo:

SIMULAR

Fonte: O autor (2017)

4.2 MÉTODOS

Como discutido na revisão bibliográfica, a estratégia de alocar concomitantemente BCs e RTs é vantajosa, pois ambos dispositivos procuram melhorar os quesitos relacionados à qualidade de energia elétrica e contribuem para a promoção do máximo carregamento e do índice de estabilidade da rede.

Essa estratégia é adotada nesse projeto como formulado por Szuvovivski (2008), ou seja, via técnica de AGs para solução do problema de alocação de BCs e RTs. Como discutido no Anexo C, o AG pode tratar de problemas de otimização com vários critérios de otimalidade e que possuam um grande número de mínimos locais, onde a solução ótima global é difícil de ser encontrada.

Foram adicionados à formulação matemática de Szuvovivski (2008) novos critérios de otimalidade ao problema envolvido na alocação conjunta de BCs e RTs, como descrito na Tabela 4 e ilustrado na Figura 14, em que o retângulo pontilhado destaca as novas funções incorporadas ao problema.

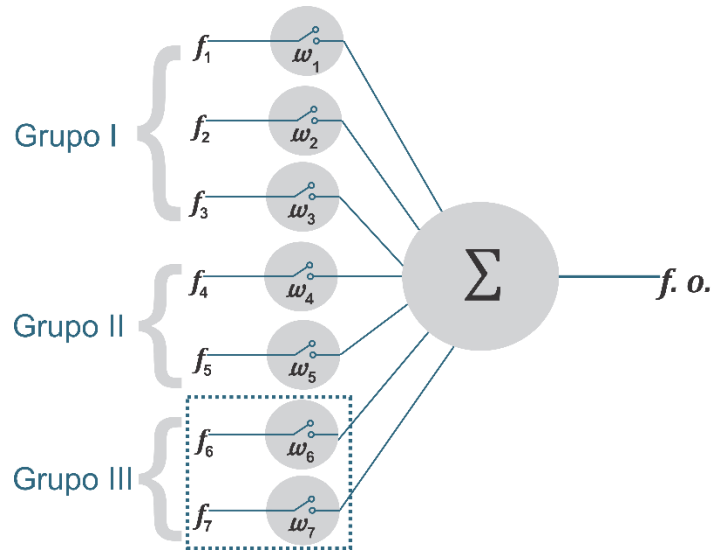
TABELA 4 – CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO

Critérios tradicionais	<ul style="list-style-type: none"> • violação dos limites de tensão • violação de quedas de tensão • perdas de potência ativa • custos de instalação de equipamentos
Novos critérios incorporados	<ul style="list-style-type: none"> • máximo carregamento • índices de estabilidade de tensão

Fonte: O autor (2017)

Vale lembrar também que o problema abordado neste trabalho é um problema de otimização com múltiplos, portanto, não existe somente uma solução ótima para o problema e sim um conjunto de possíveis soluções eficientes (Pareto-ótimo).

FIGURA 14 – COMPOSIÇÃO DA FUNÇÃO OBJETIVO



FONTE: O autor (2017)

Os sinais permissivos ω_n ($\omega=0$ ou $\omega=1$) habilitam cada parcela f_n da função de objetivo ($f.o.$). A função objetivo pode assim ser reescrita como (93) incorporando às funções normalizadas os seus respectivos sinais permissivos.

$$f.o = \min (\omega_1 \times f_1 + \omega_2 \times f_2 + \omega_3 \times f_3 + \omega_4 \times f_4 + \omega_5 \times f_5 + \omega_6 \times f_6 + \omega_7 \times f_7) \quad (93)$$

Os critérios de otimização (f_1 a f_7) podem ser separados em três grupos:

GRUPO I - referente aos prejuízos incorridos às concessionárias devido às perdas elétricas e multas provenientes do não cumprimento dos aspectos da QEE relativos a tensão em regime permanente.

f_1 : custo das perdas de potência ativa (SZUVOVIVSKI,2008);

f_2 : custo das violações dos limites de tensão (SZUVOVIVSKI,2008);

f_3 : custo das violações das quedas de tensão (SZUVOVIVSKI,2008).

GRUPO II – refere-se ao custo dos bancos de capacitores (BCs) e dos reguladores de tensão (RTs) alocados para melhora dos requisitos do grupo I.

f_4 : custo dos BCs (SZUVOVIVSKI,2008);

f_5 : custo dos RTs (SZUVOVIVSKI,2008).

GRUPO III – novos critérios de otimização referentes à segurança operativa.

f_6 : máximo carregamento conforme proposto em Aman *et al.* (2014);

f_7 : índice de estabilidade de tensão de Kessel e Glavitsch (1986) ou de Chakravorty e Das (2001).

Resumidamente, considera-se que:

- o máximo carregamento é implementado computacionalmente como um problema de otimização sujeito a:
 - função objetivo, representada pela variável γ que multiplica o incremento de carga ΔPd introduzido no balanço de potência (restrições de igualdade); e
 - limitações operacionais, isto é, limites de geração, magnitudes de tensão e *taps* dos reguladores (restrições de desigualdade).
- o índice de estabilidade é implementado computacionalmente utilizando as formulações de:
 - Kessel e Glavitsch (1986) em que para cada barra de carga é calculado um índice L formulado a partir da matriz de admitância e resultados do FPO;
 - Chakravorty e Das (2001) em que para cada barra é calculado o índice SI para uso específico em sistemas radiais de distribuição e necessita apenas dos dados do FPO.

O problema de otimização proposto é resolvido via Algoritmos Genéticos, juntamente com o Fluxo de Potência Ótimo utilizado para avaliação da Função Objetivo submetida a diferentes curvas de carga a que o alimentador em estudo está sujeito, analisando também cenários em que a rede é submetida a condições de *stress*. As funções do AG e do FPO são descritas na Tabela 5.

TABELA 5 – FUNÇÕES DO AG E DO FPO NO MODELO PROPOSTO

Os AGs determinam a alocação dos RTs e BCs, especificando o ajuste da tensão de saída e o tipo de BC (fixo ou automático) e sua potência (em kVAr).	O FPO se responsabiliza pela solução do fluxo de carga e ajuste dos <i>taps</i> dos RTs que asseguram os níveis de tensão nas saídas dos RTs que são especificados pelo AG para os diversos patamares de carga.
---	---

FONTE: O autor (2017)

A questão de alocação de dispositivos reguladores é um problema de otimização multiobjetivo, sendo que não existe somente uma solução ótima para o problema abordado e sim um conjunto de possíveis soluções denominadas eficientes.

4.2.1 CONFIGURAÇÃO DO FPO

No Anexo B é feita uma revisão teórica sucinta a respeito da formulação e técnica de resolução do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) via Método dos Pontos Interiores Versão Primal-Dual com Barreira Logarítmica.

A função objetivo empregada no FPO é a que minimiza o Desvio de Tensões Especificadas (especificada em 1 *pu* para simulações de carga constante), tal qual apresentado na Tabela B.2 do Anexo B.

Dessa forma, não foram consideradas as restrições das magnitudes de tensão como na formulação do FPO convencional, uma vez que (a) o FPO precisa ser resolvido várias vezes, e (b) situações de carga pesada podem fazer com que o FPO não convirja por impossibilidade de atender as restrições de tensão.

4.2.2 CONFIGURAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO APLICADO

No Anexo C é feita uma revisão sucinta a respeito das características e do funcionamento dos Algoritmos Genéticos (AG). Com base em tais fundamentos, na Tabela 6 são expostas as configurações empregadas nas simulações do Capítulo 5.

TABELA 6 – CARACTERÍSTICAS AJUSTADAS DO AG

Características	Parâmetros	Configuração
<i>String</i>	Codificação	Binária
	Número de Bits	De acordo com as opções
População	Tamanho	10 Indivíduos
	Inicial	Randômica
	Quantidade Máxima de Gerações	3000
Seleção	Elitismo	2 Indivíduos
	Método	Roleta
Cruzamento	Tipo	1 Ponto de Corte
	Taxa	90%
Mutação	Tipo	Uniforme
	Taxa	10%

FONTE: O autor (2017)

4.2.2.1 CODIFICAÇÃO DO INDIVÍDUO

De acordo com a Figura 15, em virtude da existência de dois dispositivos que podem ser aplicados, a codificação geral (*string*) do indivíduo é composta da união de duas sequências binárias (a) codificação dos BCs e (b) codificação dos RTs.

FIGURA 15 – CODIFICAÇÃO DA *STRING*

FONTE: O autor (2017)

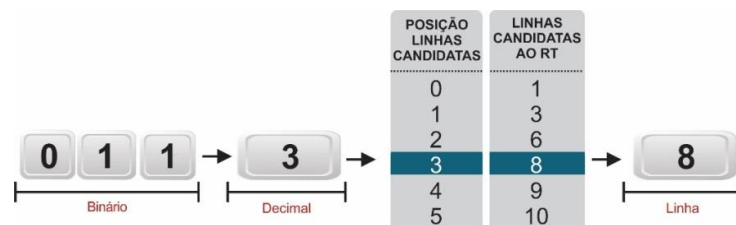
4.2.2.2 SEQUÊNCIA DO RT

A codificação da sequência do RT é formada por três partes:

- Parte 1 – define se é feita a alocação de RT
 - se o *bit* for 0, nenhum RT é alocado e não é necessário decodificar as outras partes da sequência dos RTs para obter a solução a ser avaliada;
 - Se o bit for 1, é preciso decodificar as outras partes, pois serão alocados RTs, o que depende das escolhas de simulação.
- Parte 2 – a quantidade de bits necessária para essa parte depende
 - do tamanho do sistema a ser simulado (11 ou 70 Barras); e
 - opção de linhas candidatas a receber um RT (todas ou apenas do tronco principal).

A Figura 16 apresenta um exemplo de decodificação da linha que receberá um RT. O vetor de linhas do tronco principal para o sistema de 11 barras é formado por bits que, convertidos para decimal, indicam a posição no vetor das linhas candidatas a receber um RT.

FIGURA 16 – DECODIFICAÇÃO DE LINHA



FONTE: O autor (2017)

- Parte 3 - é composta pelos bits que determinam a tensão na barra subsequente ao ponto de inserção do RT. Essa parte apenas é gerada

caso a escolha pela tensão ajustada seja o melhor ajuste entre 0,95 e 1,0469 *pu*. Nesse caso:

- são necessários sempre 5 bits para que a codificação da tensão seja ajustada, isto é, a codificação da tensão não depende das demais opções;
- A decodificação destes bits em tensão requer que eles sejam convertidos de binário para decimal e então o número decimal é aplicado na equação (94) para ser convertido em tensão.

$$V_{ajustada} = 0,3125 \times 10^{-3} \times N_{decimal} + 0,95 \quad (94)$$

onde:

$V_{ajustada}$: tensão na barra subsequente ao RT;

$N_{decimal}$: número convertido a partir dos bits que especificam a tensão;

$0,3125 \times 10^{-3}$: *step* dos 32 degraus possíveis de serem obtidos com 5 bits.

A partir de (94) verifica-se que o ajuste da tensão na barra subsequente ao RT deve variar discretamente de $0,3125 \times 10^{-3}$ no intervalo 0,95 a 1,0469 *pu*. Esse intervalo foi especificado para haver uma margem de segurança em relação aos limites da tensão adequada de atendimento impostos pela Resolução N° 505 da ANEEL que são de 0,93 e 1,05 *pu* (SZUVOVIVSKI, 2008).

4.2.2.3 SEQUÊNCIA DO BC

A codificação da sequência do BC, análoga ao RT, é formada por quatro partes:

- Parte 1 – define se é feita a alocação de BC
 - se o *bit* for 0, nenhum BC é alocado e não é necessário decodificar as outras partes da sequência dos BCs para obter a solução a ser avaliada;
 - se o *bit* for 1, é preciso decodificar as outras partes, pois serão alocados BCs, o que depende das escolhas de simulação;
- Parte 2 – a quantidade de *bits* necessária depende
 - do tamanho do sistema a ser simulado (11 ou 70 Barras), e
 - opção de barras candidatas a receber um BC (todas ou apenas do tronco principal);

- Parte 3 – só é ativa quando é feita a escolha pela inserção dos dois tipos de BCs e é composta por um único *bit* que determina o tipo, fixo ou automático;
- Parte 4 – o tamanho dos BCs empregados nas simulações é dado conforme Tabela 7.

TABELA 7 – TAMANHO DOS BCs

Tamanho do BC [kvar]	150	600	900	1500
Codificação	00	01	10	11

FONTE: O autor (2017)

No programa é empregado BC monofásico, por isso os valores da Tabela 7 são divididos por 3 durante as simulações no FPO. Existe também a possibilidade de alocação de 2 ou mais BCs na mesma barra, neste caso seus valores são somados podendo obter qualquer combinação entre 450 kvar e 4500 kvar, conforme Tabela E.5 do Anexo E.

4.2.3 MEMÓRIA

O programa memoriza as soluções decodificadas e já avaliadas com seus respectivos valores da função objetivo para poupar esforço computacional e evitar a repetição de cálculos, o que permite acelerar a convergência do processo iterativo.

4.2.4 QUADRO RESUMO DAS FUNÇÕES OBJETIVO

Na Tabela 8 são apresentadas sinteticamente as formulações das componentes da função multiobjetivo, sendo que o detalhamento matemático dos critérios convencionais de otimização (classificação da Tabela 4) estão descritos no Anexo E, e os novos critérios de otimização foram apresentados no Capítulo 2.

TABELA 8 – QUADRO RESUMO DAS FUNÇÕES OBJETIVO

<i>f.o</i>	<i>signal</i> <i>permissivo</i>	Formulação
f_1 : custo das perdas de potência ativa	ω_1	$T_p \times \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j Perdas_{ij} \times h_{ij} \times d_j$
f_2 : custo das violações dos limites de tensão	ω_2	$T_v \times \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j Violação_{ij} \times h_{ij} \times d_j$

f_3 : custo das violações das quedas de tensão	ω_3	$1,144 \times VD \times \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j h_{ij} \times d_j \times \sum_{b \in Q} (QT_{bij} - 4)^{1,45} \times P_{ij} \times CP_b$
f_4 : custo dos bancos de capacitores	ω_4	$\sum_{bbc \in \Omega} (CapFixo_{bbc} \times Custo_{fixo}) + (CapAuto_{bbc} \times Custo_{auto})$
f_5 : custo dos reguladores de tensão	ω_5	$2 \times \sum_{rt \in \mu} Custo_{rt}$
f_6 : máximo carregamento	ω_6	$\sum_{i=1}^{nb} \gamma^t \cdot \Delta Pd$
f_7 : índice de estabilidade de tensão	ω_7	$L_j = \max \left\{ \left \frac{S_j^{++}}{Y_{jj}^{++} \cdot V_j^2} \right \right\} \text{ ou}$ $SI_k = \min \left\{ V_m ^4 - 4 \cdot V_m ^2 \cdot (P_k \cdot x_{jj} + Q_k \cdot r_{jj}) - 4 \cdot (P_k \cdot x_{jj} - Q_k \cdot r_{jj})^2 \right\}$

FONTE: O autor (2017)

4.2.5 NORMALIZAÇÃO DAS FUNÇÕES OBJETIVO

A normalização das parcelas da função objetivo faz com que essas variem no intervalo de 0 a 1, em que

- 0 corresponde a melhor solução;
- 1 corresponde ao pior caso.

As funções objetivo em um problema multiobjetivo possuem ordem de grandeza e unidades diferentes. Estando as funções normalizadas, é possível que através da habilitação dos seus respectivos sinais permissivos construam-se diferentes cenários de simulação.

Faz-se uso do método do critério global (*Global Criterion Method – GCM*) conforme a metodologia aplicada em Pereira (2015) com base na formulação do livro de Deb (2001) .

$$fo = \min \sum_{n=1}^N \left(\frac{f_n^* - f_n}{f_n^*} \right)^y \quad (95)$$

onde

f_n : para cada n , corresponde a cada uma das funções da Tabela 8;

N : número total de parcelas ($N=7$);

f_n^* : valor ideal da parcela f_n ;

y : valor de projeto (seu valor é igual a 2 ou 3).

No entanto, os valores de todas as f_n^* que satisfazem globalmente a $f.o$ não são conhecidos. Desta maneira a $f.o$ é adaptada, sendo formulada a partir dos valores máximos e mínimos para cada uma de suas n funções (96).

$$f.o = \min \sum_{n=1}^N \frac{f_n - f_n^{\min}}{f_n^{\max} - f_n^{\min}} \quad (96)$$

onde

f_n^{\min} é o menor valor que a f_n pode atingir;

f_n^{\max} é o maior valor que a f_n pode atingir.

Para $n \in \{1, 2, 3\}$, isto é, para funções relativas às perdas e parâmetros de tensão da QEE,

- os valores de f_n^{\min} são determinados a partir da solução do FPO para o melhor indivíduo; e
- os valores de f_n^{\max} a partir da solução do FPO nas bases do sistema sem alocação de dispositivos.

Para $n \in \{4, 5\}$, isto é, para as funções relativas aos custos dos BCs e RTs,

- $f_n^{\min} = 0$ (sem alocação de equipamentos);
- f_n^{\max} (com alocação de equipamentos);
 - f_4^{\max} é encontrado pelo valor de mercado do BC multiplicado pela sua quantidade máxima (100);
 - f_5^{\max} é encontrado pela multiplicação de 3 vezes o valor de mercado por sua quantidade máxima.

Para $n \in \{6\}$, isto é, para a função relativa ao máximo carregamento.

- f_n^{\min} é determinado a partir da solução do FPO para o melhor indivíduo;
- f_n^{\max} é obtido a partir da solução do FPO nas bases do sistema sem alocação de dispositivos.

Para $n \in \{7\}$, isto é, para a função relativa ao índice de estabilidade de tensão.

- f_n^{\min}
 - se L_j , é determinado a partir do FPO para o melhor indivíduo;
 - se SI_k , é determinado a partir do FPO sem alocação para a máxima sobrecarga admissível.

- f_n^{max}
 - se L_j , é determinado a partir da FPO sem alocação para a máxima sobrecarga admissível ;
 - se SI_k , é determinado a partir da solução do FPO para o melhor indivíduo.

A Tabela 9 sintetiza o cálculo de f_n^{min} e f_n^{max} para cada uma das funções.

TABELA 9 – SÍNTESE DO MÉTODO DO CRITÉRIO GLOBAL

Fun- ção	f_n^{max}	f_n^{min}
f_1	I) Roda-se o FPO sem alocação, f_1^{max} é o custo das perdas calculadas.	I) Faz-se $\omega_1 = 1$ $\omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = \omega_6 = \omega_7 = 0$; II) Roda-se o FPO com alocação, f_1^{min} é o custo das perdas calculadas.
f_2	I) Roda-se o FPO sem alocação, f_2^{max} é o custo das violações calculadas.	I) Faz-se $\omega_2 = 1$ $\omega_1 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = \omega_6 = \omega_7 = 0$; II) Roda-se o FPO com alocação, f_2^{min} é o custo das violações calculadas.
f_3	I) Roda-se o FPO sem alocação, f_3^{max} é o custo das quedas de tensão calculadas.	I) Faz-se $\omega_3 = 1$ $\omega_1 = \omega_2 = \omega_4 = \omega_5 = \omega_6 = \omega_7 = 0$; II) Roda-se o FPO com alocação, f_3^{min} é o custo das quedas de tensão calculadas.
f_4	I) O usuário fornece a quantidade máxima de dispositivos adotados através da <i>GUI</i> , ou II) O programa calcula o valor máximo pela tensão da subestação conforme (100), f_4^{max} é o custo calculado da máxima quantidade de BCs.	$f_4^{min} = 0$ Sem BCs instalados.
f_5	I) O usuário fornece a quantidade máxima de dispositivos adotados através da <i>GUI</i> , ou II) O programa calcula o valor máximo pela tensão da subestação conforme (100), f_5^{max} é o custo calculado da máxima quantidade de RTs.	$f_5^{min} = 0$ Sem RTs instalados.

f_6	<p>I) Faz-se $\omega_6 = 1$ $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = \omega_7 = 0$; II) Roda-se o FPO com alocação, f_6^{max} é a sobrecarga em pu.</p>	<p>I) Roda-se o FPO do máximo carregamento sem alocação, f_6^{min} é a sobrecarga em pu.</p>
f_7	<p>$IET = SI_k$</p> <p>I) Roda-se o FPO máximo carregamento sem alocação e obtém-se a sobrecarga admissível; II) Essa sobrecarga é adicionada a carga original do sistema, III) Roda-se o FPO sem alocação, f_7^{max} é o valor de SI_k.</p>	<p>I) Faz-se $\omega_7 = 1$ $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = \omega_6 = 0$; II) Roda-se o FPO com alocação, f_7^{min} é o valor de SI_k calculado.</p>
	<p>$IET = L_j$</p> <p>I) Faz-se $\omega_7 = 1$ $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = \omega_6 = 0$; II) Roda-se o FPO com alocação, f_7^{max} é o valor de L_j calculado.</p>	<p>I) Roda-se o FPO do máximo carregamento sem alocação e obtém-se a sobrecarga admissível; II) Essa sobrecarga é adicionada a carga original do sistema; III) Roda-se o FPO sem alocação, f_7^{min} é o valor de L_j.</p>

FONTE: O autor (2017)

O Anexo F ilustra a metodologia para obtenção desses intervalos, ou seja, são demonstradas as configurações do programa e o registro de busca do AG.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os sistemas utilizados para análise são os de 11 e 70 barras propostos em Baran e Wu (1989). Nestes sistemas consta apenas uma barra θ - V , sendo as demais barras do tipo P - Q . Os dados de carga e das linhas estão no Anexo D. Adotam-se $S_{base} = 10 \text{ MVA}$, $V_{base} = 12.660 \text{ V}$ e, dessa forma, $Z_{base} = 16,03 \ \Omega$.

Com base nos conceitos desenvolvidos até aqui, são elencadas algumas hipóteses a respeito do comportamento da rede de distribuição, que são:

- sistemas mais carregados possuem índices de estabilidade mais próximos do colapso de tensão;
- as perdas elétricas influenciam, mas não tão fortemente a estabilidade de tensão.

As alocações de BCs e RTs permitem à rede elétrica:

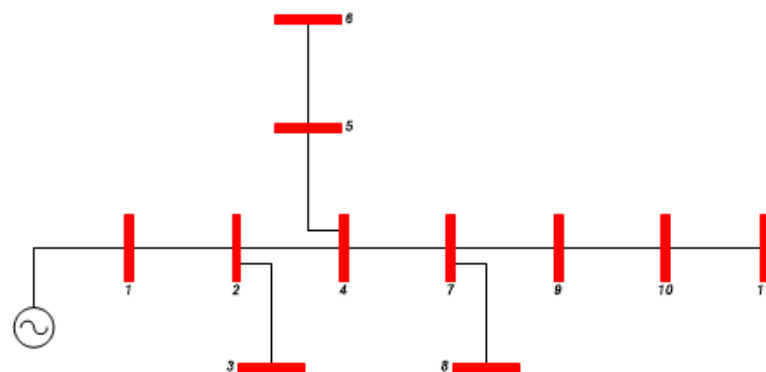
- uma maior sobrecarga admissível;
- uma redução das perdas elétricas;
- adequar o perfil de tensão, reduzir as violações e quedas de tensão;
- melhorar o índice de estabilidade tensão;
- aumentar a sobrecarga admissível, mas o que não implica em um mesmo patamar de melhora do IET.

Objetiva-se que ao término deste capítulo, com o embasamento das simulações, seja possível constatar tais hipóteses.

5.1 SISTEMA DE 11 BARRAS

O diagrama unifilar do sistema de 11 barras é apresentado na Figura 17.

FIGURA 17 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 11 BARRAS



FONTE: Adaptado de Baran e Wu (1989)

5.1.1 SIMULAÇÃO SEM ALOCAÇÃO

A simulação do sistema sem alocação objetiva caracterizar os sistemas testes, isto é, definir os valores limites das variáveis de otimização para diversos cenários de cargas em termos percentuais da máxima carga admissível. Ainda que não se incluam os dispositivos reguladores nessa etapa, vários cenários são possíveis de serem propostos em virtude da parametrização do FPO e dos níveis de carga.

Nesta etapa inicial, a análise se concentra na verificação da interação do máximo carregamento com os índices de estabilidade de tensão, sendo que as demais grandezas (perdas, violação e quedas de tensão) são analisadas comparativamente na etapa de simulação com alocação.

A carga máxima é determinada para cada barra de carga e, a partir daí, constroem-se os gráficos de L_j e SI_K para determinados valores de carga (linearmente espaçados) em relação a percentuais da carga máxima calculada pelo programa. A Figura 18 exhibe as fases para a obtenção da carga (em termos da % de Pd_MAX).

FIGURA 18 – FLUXOGRAMA PARA DEFINIÇÃO DA CARGA



FONTE: O autor (2017)

Em cada uma das fases, a função objetivo dos FPOs são distintas, ou seja,

- na Fase I, tal qual equacionado em (59), minimiza-se $(-\gamma^t \cdot \Delta Pd)$, isto é, uma otimização restrita em que Pg está teoricamente liberado (não se consideram os limites operacionais da unidade geradora) e a máxima sobrecarga é limitada diretamente por V_{min} ;
 - vale destacar que na Fase I é feita a maximização da sobrecarga de potência ativa e ao se progredir para a etapa II, o fator de potência de cada barra é mantido de forma a não modificar as características da carga.
- na Fase II, minimiza-se o somatório dos desvios quadráticos a uma tensão de referência, ou seja, $\sum_{k \in nb} (V_i - V_i^0)^2$. Considerando que a tensão de referência é igual a 1 pu, busca-se ajustá-la o mais próximo

possível de um perfil plano. O FPO é ajustado nas mesmas configurações utilizadas *a posteriori* pelo AG.

- a fim de facilitar a convergência do FPO durante o processo iterativo são desconsideradas as restrições das magnitudes de tensão de forma que os limites mínimos das restrições de tensão são liberados, permitindo que
 - o FPO reduza a incidência dos problemas de não convergência;
 - os parâmetros do problema, como os IETs, tenham magnitudes que indiquem uma trajetória à instabilidade pré-inserção de dispositivos;
 - o FPO possibilite que os efeitos da alocação dos dispositivos reguladores sejam mais pronunciados, isto é, que o AG diante de cenários com afundamento de tensão apresente soluções para tais situações problemáticas.

Relembrando, a máxima carga é calculada pela equação (97) e os resultados do FPO para o sistema de 11 barras são apresentados na Tabela 10.

$$Pd_MAX = Pd + DeltaPd \quad (97)$$

onde

DeltaPd: vetor coluna cujos elementos são as máximas sobrecargas admissíveis para cada barra, que de acordo com a equação (51) vale $(\gamma^t \cdot \Delta Pd)$.

TABELA 10 – MÁXIMO CARREGAMENTO (100% de Pd_MAX)

Barras	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<i>Pd</i>	0,0000	0,5000	0,8000	0,6000	0,1000	0,4000	1,0000	0,5000	1,2000	0,6000	0,3000
<i>Delta_Pd</i>	0,0000	18,2560	0,000	0,000	1,7086	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>Pd_MAX</i>	0,0000	18,7560	0,8000	0,6000	1,8086	0,4000	1,0000	0,5000	1,2000	0,6000	0,3000

FONTE: O autor (2017)

Vale salientar que a máxima sobrecarga refere-se ao valor total de carga que é permitido à rede, sem que esta viole os limites operacionais considerados. Nesse cenário, a máxima sobrecarga de acordo com (98) é 19,9646 pu.

$$MaxSobreCarga = soma(Delta_Pd) \quad (98)$$

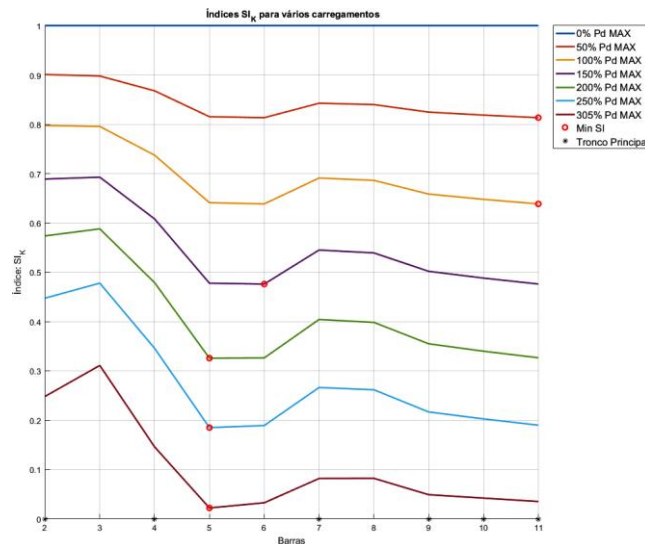
A partir destes resultados de cargas máximas são realizadas simulações cujos resultados estão representados na

- Figura 19 para o comportamento do índice SI_k das barras;
- Figura 20 para o comportamento do índice SI do sistema;
- Figura 21 para o comportamento do índice L_j das barras;
- Figura 22 para o comportamento do índice L do sistema; e
- Figura 23 para o comportamento da Curva P-V referente a Barra 6.

Na fase II, ajustando-se a carga para 305% de Pd_MAX , o FPO não converge, o que indica que este percentual está acima do limite máximo – incrementar gradualmente a carga até a não convergência do FPO também é uma forma de obter o máximo carregamento.

Na Figura 19 são exibidas sete curvas referentes aos patamares de carga de 0%, 50%, 100%, 150%, 200% e 250% de Pd_MAX , e mais o patamar de 305% de Pd_MAX . Pode-se observar que para a ausência de carga, o índice SI_K vale 1 e que o mesmo decresce com o aumento do carregamento.

FIGURA 19 – PERFIL DE SI PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 11 BARRAS



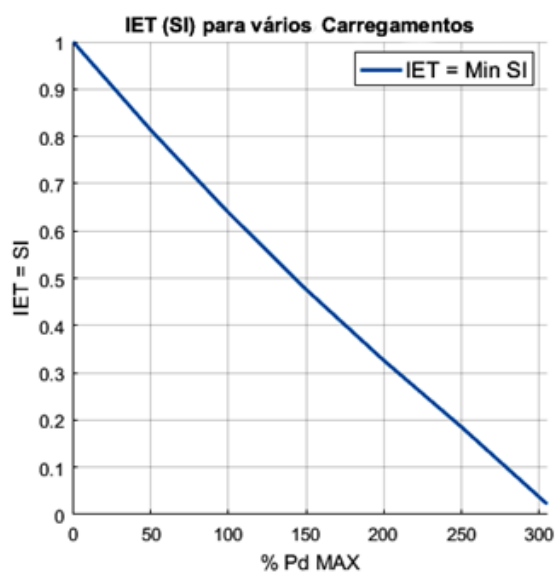
FONTE: O autor (2017)

Para cada patamar de carga, o círculo em vermelho indica o menor valor dentre os índices SI_K das barras – que representa o valor global do sistema, ou simplesmente o índice de estabilidade de tensão. As barras com a indicação de (*) são aquelas que compõem o tronco principal.

A Figura 20 mostra os IETs com base nos valores $\min (SI_K)$ para cada patamar de carga. Pode-se verificar um comportamento linear, a ser confirmado pelo índice de correlação descrito na próxima seção, na Tabela 14.

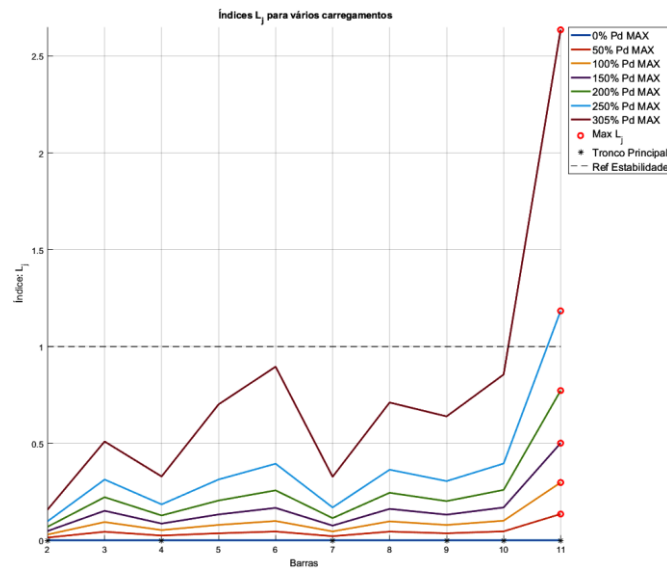
Como visto, as barras que possuem o menor SI são as mais propensas ao colapso de tensão. Para 305% da carga máxima, o índice encontrado é $SI_5 = 0,0021$, que indica a barra 5 como a mais susceptível. Esse valor é muito próximo de zero, para qual o índice aponta o colapso de tensão.

FIGURA 20 – ÍNDICE SI PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 11 BARRAS



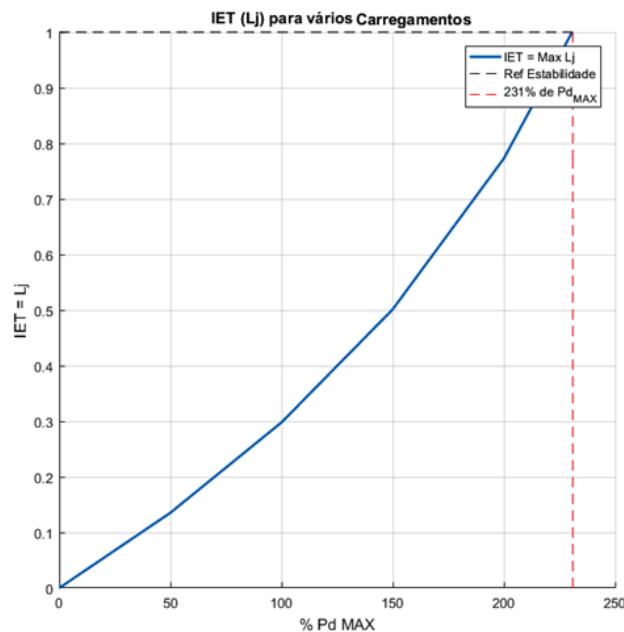
FONTE: O autor (2017)

Já para o índice L_j , Figura 21, pode-se observar que na ausência de carga, o índice vale 0. E que o mesmo cresce com o aumento do carregamento. Para cada patamar de carga, o círculo em vermelho indica o maior valor dentre os índices das barras – que representa o valor global do sistema.

FIGURA 21 – PERFIL DE L PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 11 BARRAS

FONTE: O autor (2017)

Como visto, barras que possuem o maior L_j são as mais propensas ao colapso de tensão. O índice de Kessel indicou o colapso de tensão para 231% da carga máxima, sendo o $\max(L_j)$ ocorrido na barra 11 (a mais distante da barra *slack*) com valor de $L_{11} = 1,0022$. A Figura 22 mostra os IETs, com base nos valores $\max(L_j)$, para cada patamar de carga, em que quanto maior o carregamento, maior a proximidade do índice L_j à unidade.

FIGURA 22 – ÍNDICE L PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 11 BARRAS

FONTE: O autor (2017)

Finalmente, os resultados discutidos até o momento para as máximas cargas admissíveis do sistema de 11 barras estão aglutinados na Tabela 11.

TABELA 11 – INDICADORES DE MÁXIMO CARREGAMENTO

Indicador	Máxima Carga
FPO do Máximo Carregamento	100 % de Pd_{MAX}
Aumento gradual da carga até a não convergência do fluxo de potência (limites de tensão liberados)	305 % de Pd_{MAX}
Índice SI_K	305 % de Pd_{MAX}
Índice L_j	231 % de Pd_{MAX}

FONTE: O autor (2017)

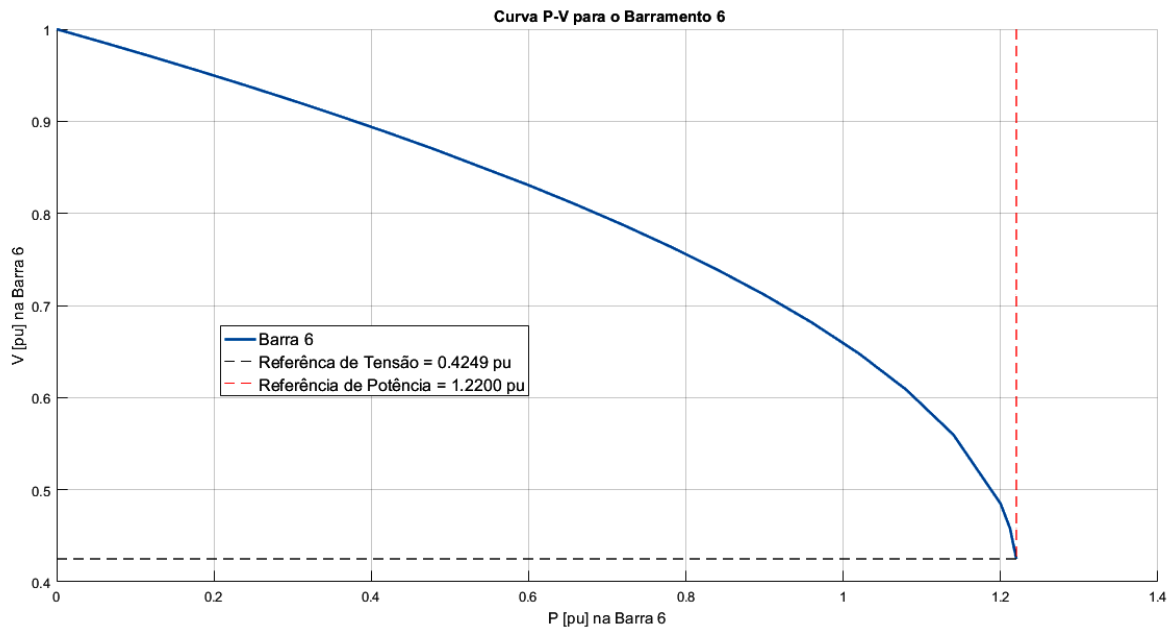
Finalmente, para aliar o entendimento dos IETs com os fundamentos teóricos, é interessante traçar a curva $P-V$ para uma determinada barra do sistema. Pode-se considerar o traçado desta curva como uma “inspeção” dos resultados, ou seja, se os mesmos estão condizentes com a teoria do máximo carregamento no que tange a perceber a formação do ponto crítico teórico, conhecido como “joelho” da curva. A Figura 23, associada aos dados da Tabela 12, apresenta os resultados relativos à barra 6 do sistema de 11 barras.

TABELA 12 – DADOS PARA CURVA P-V

% de Pd_{MAX}	P_6	V_6	% de Pd_{MAX}	P_6	V_6
0	0,0000	1,0000	165	0,6600	0,8097
15	0,0600	0,9854	180	0,7200	0,7875
30	0,1200	0,9704	195	0,7800	0,7640
45	0,1800	0,9549	210	0,8400	0,7388
60	0,2400	0,9390	225	0,9000	0,7115
75	0,3000	0,9226	240	0,9600	0,6815
90	0,3600	0,9056	255	1,0200	0,6478
105	0,4200	0,8880	270	1,0800	0,6086
120	0,4800	0,8697	285	1,1400	0,5597
135	0,6000	0,8306	300	1,2000	0,4848
150	0,6000	0,8306	305	1,2200	0,4249

FONTE: O autor (2017)

FIGURA 23 – CURVA P-V PARA A BARRA 6



FONTE: O autor (2017)

5.1.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE A APLICAÇÃO DOS ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO NA *FITNESS*

Nas simulações das alocações dos BCs e RTs deve-se escolher um índice de estabilidade de tensão para o cálculo da *fitness* pelo algoritmo genético. Apresenta-se nesta etapa uma análise a respeito das características gerais dos índices SI_k e L_j que orientam a escolha dentre um deles para ser empregado nas alocações.

5.1.2.1 ANÁLISE DE CORRELAÇÃO

A análise de correlação em estatística é empregada para designar a tonacidade com que duas variáveis (ou mais) estão unidas, permite entender se as modificações em uma delas implicam em alterações na outra. A observação empírica pode indicar que determinadas variáveis estão linearmente relacionadas, mas no seu entendimento mais direto e simplificado, isso pode ser mensurado pelo coeficiente de correlação (TAYLOR, 1990).

O coeficiente de correlação linear de Pearson (99) pode ser empregado para calcular a força da associação linear existente, representado aqui por r . Uma correlação é dita perfeita quando $r = 1$, como no caso de uma variável consigo mesma, e totalmente independente quando $r = 0$.

A Tabela 13 apresenta a classificação de acordo com esses valores. A correlação é denominada positiva quando valores crescentes de X estiverem associados a valores crescentes de Y , e negativa quando X e Y tiverem variações inversas (um crescente e outro decrescente, por exemplo).

$$r = \frac{C_{X,Y}}{S_X \times S_Y}, r \in [-1,1] \quad (99)$$

onde

$C_{X,Y}$: covariância conjunta das variáveis X e Y ;

S_X e S_Y : desvio padrão das variáveis X e Y , respectivamente.

TABELA 13 – CLASSIFICAÇÃO DE CORRELAÇÃO POSITIVA

Coefficiente de Correlação	Correlação
$r = 1$	Perfeita
$0,8 \leq r < 1$	Forte
$0,5 \leq r < 0,8$	Moderada
$0,1 \leq r < 0,5$	Fraca
$0 \leq r < 0,1$	Ínfima
$r = 0$	Nula

FONTE: Adaptado de Mukaka (2012)

O coeficiente de correlação usado para analisar o grau de associação entre os índices de estabilidade, o máximo carregamento e o módulo da tensão nas barras de carga foi o de Pearson. Como o sistema de 11 barras é muito pequeno, dispõe-se de menor quantidade de dados, o que cria a necessidade de uma investigação para um sistema de maior quantidade de dados, tal qual o sistema de 70 barras. Por tal motivo, o cálculo para o sistema de 70 barras foi adicionado prematuramente nesta seção (este sistema será apresentado na sequência) para que os resultados obtidos auxiliem na escolha do índice de estabilidade de tensão a ser utilizado nas alocações em ambos os sistemas.

A Tabela 14 apresenta os resultados de força positiva para as barras de carga dos sistemas de 11 e 70 barras. Nela verifica-se que o perfil de tensão e a máxima sobrecarga exercem maior influência no índice SI_k que no índice L_j .

TABELA 14 – CORRELAÇÃO POSITIVA

Variáveis	11 barras		70 barras	
	Coeficiente de Correlação	Classificação	Coeficiente de Correlação	Classificação
<i>Lj e Max Carga</i>	0,3299	<i>Fraca</i>	0,0805	<i>Ínfima</i>
<i>Vmod e Lj</i>	0,4619	<i>Fraca</i>	0,0992	<i>Ínfima</i>
<i>Vmod e Max Carga</i>	0,5752	<i>Moderada</i>	0,1238	<i>Fraca</i>
<i>Lj e SI</i>	0,4497	<i>Fraca</i>	0,1119	<i>Fraca</i>
<i>SI e Max Carga</i>	0,5608	<i>Moderada</i>	0,1177	<i>Fraca</i>
<i>Vmod e SI</i>	0,9996	<i>Forte</i>	0,9988	<i>Forte</i>

FONTE: O autor (2017)

5.1.2.2 DETERMINAÇÃO DO IET PARA A FITNESS

A Tabela 15 apresenta de forma concisa algumas características dos índices de estabilidade de tensão (formulados matematicamente no Capítulo 2).

TABELA 15 – CARACTERÍSTICAS DOS IETs

Índice	Formulação	Intervalo	Aplicação	Colapso	Dificuldade
Kessel e Glavitsch ¹³	$L_j = \left \frac{\dot{S}_j^{*+}}{\dot{Y}_{jj}^{*+} \cdot \dot{V}_j^2} \right $	$0 \leq L_j \leq 1$	Qualquer sistema	$L_j = 1$	Cálculo de Y_{barra}^{-1}
Chakravorty e Das ¹⁴	$SI_k = \dot{V}_m ^4 - 4 \cdot \dot{V}_m ^2 \cdot \{P_k \cdot x_{jj} + Q_k \cdot r_{jj}\} - 4 \cdot \{P_k \cdot x_{jj} - Q_k \cdot r_{jj}\}^2$	$0 \leq SI_k$	Radial de distribuição	$SI_k = 0$	-----

FONTE: O autor (2017)

Como destacado por Monticelli (1983), as redes de distribuição possuem em geral mau condicionamento da matriz de admitância nodal em virtude de suas particularidades, tais como baixa relação X/R (reatância/resistência) do alimentador.

Esse fato por si só não limita a aplicação do índice SI_k , uma vez que o mesmo utiliza apenas informações dos fluxos e das reatâncias e resistência das linhas, ou seja, dados do próprio sistema e do FPO proposto. Gözel *et al.* (2008) destacam que este índice deriva de uma equação bi-quadrática usada para o cálculo da tensão em

¹³ Há duas maneiras de cálculo de L_j : a primeira, $L_j = \left| 1 + \frac{V_{0j}}{V_j} \right|$ que usa informações dos geradores e a segunda, $L_j = \left| \frac{S_j^{*+}}{Y_{jj}^{*+} \cdot V_j^2} \right|$ que usa informações das cargas. Nesse trabalho optou-se pelo método baseado nos dados das cargas.

¹⁴ Na formulação de SI_k não há limitação que ele seja ≤ 1 , contudo como equacionado em (49) existe outra forma possível para expressar esse índice de forma a restringi-lo ao intervalo $0 \leq VSI_k \leq 1$. Mas, nesse trabalho optou-se pela formulação original.

algoritmos de fluxo de carga na distribuição, isto é, uma técnica analítica de sensibilidade de tensão que identifica a barra mais sensível ao colapso.

Já o índice L_j , no entanto, bastante empregado na transmissão, é determinado com base nos elementos da matriz de impedância ($\dot{Z} = \dot{Y}_{barra}^{-1}$) e que podem não ser tão diretamente computados para um determinado sistema de distribuição radial em que \dot{Y}_{barra} seja singular.

Ambos são índices de barra (classificação das Figura 11 e 12) e formulados a partir da existência de soluções para a equação de tensão. O índice SI_k avalia todas as barras do sistema, enquanto o índice L_j avalia apenas as barras de carga. No entanto, conforme Tabela 15, o índice SI_k apresenta em comparação com o índice L_j , além de uma correlação positiva mais forte com o máximo carregamento, um coeficiente de Pearson próximo a 1 com o módulo da tensão. Essas características, atreladas ao fato de que o SI_k é de cálculo mais rápido e exige menos esforço computacional de que L_j , orientam a sua escolha como o índice a ser empregado nas alocações.

5.1.3 SIMULAÇÃO COM ALOCAÇÃO

5.1.3.1 SIMULAÇÃO I: ALOCAÇÃO EXCLUSIVA DE BCs COM APLICAÇÃO DO MÉTODO GCM

As configurações ajustadas no AG são tais quais a Tabela 6. Todos os sinais permissivos são ativados, isto é $w_n = 1, \forall n \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7\}$. No programa, quando o usuário opta por não quantificar esse valor máximo para a alocação, automaticamente é realizada essa decisão com base na metodologia definida em Pereira (2015).

Uma quantidade maior de equipamentos implica em uma *string* maior para a codificação do indivíduo. Nessa primeira simulação optou-se que a quantidade de equipamentos é definida automaticamente pelo programa.

O cálculo automático por parte do programa do número máximo de

- BCs é feito pelo fator de potência da subestação, tal qual equação (100);
- RTs é feito pelas violações de tensão, que no caso do sistema original de 11 barras são nulas – sendo assim, nenhum RT é alocado.

$$N_{\max BC} = \frac{Q_{SE} - P_{SE} \times tg \text{ arc cos } 0,92}{150} \quad (100)$$

A equação (100) consiste na razão entre (a) a compensação reativa necessária na subestação (Q_{SE}) para atendimento do fator de potência mínimo exigido na legislação em 0,92 e (b) menor tamanho do BC empregado para as simulações, que para um banco trifásico de 450 kvar é de 150 kvar monofásico. Sendo assim, o programa define que nenhum regulador de tensão deve ser alocado e o número máximo de banco de capacitores, de acordo com (100), é igual a onze.

INTERVALOS DO MÉTODO DO CRITÉRIO GLOBAL

Replicando o procedimento descrito no Anexo F para o cenário dessa simulação, as respostas obtidas para todas as parcelas componentes da função de avaliação estão sumarizadas na Tabela 16.

TABELA 16 – INTERVALOS DO CRITÉRIO GLOBAL – 11 BARRAS

FUNÇÃO	f_n^{max}		f_n^{min}
f_1	\$ 2,7570×10 ⁹		\$ 2,2335×10 ⁹
f_2	\$ 0		\$ 0
f_3	\$ 1,0114×10 ¹¹		\$ 0
f_4	\$ 5,8520×10 ⁵		\$ 0
f_5	\$ 0		\$ 0
f_6	19,9645 <i>pu</i>		51,0844 <i>pu</i>
f_7	SI_k	0,6385	1,0266
	L_j	0,2980	0,0565

FONTE: O autor (2017)

RESULTADOS DAS ALOCAÇÕES

A melhor solução foi encontrada na geração 1827, indivíduo 10 – isto indica que a quantidade de gerações ajustada em 3500 está adequada. O tempo de simulação foi 3h27min5s. A Tabela 17 apresenta os resultados das alocações dos bancos de capacitores, bem como o estado inicial da rede sem os BCs e RTs. Os valores das colunas *pu* estão normalizados de acordo com os intervalos do método GCM (Tabela 16).

TABELA 17 – RESULTADOS DAS ALOCAÇÕES – 11 BARRAS

Função	SEM ALOCAÇÃO		COM ALOCAÇÃO		
	\$	pu	\$	pu	peso
f_1 : Perdas elétricas	$2,76 \times 10^9$	1	$2,31 \times 10^9$	0,1379	1
f_2 : Quedas de tensão	$1,01 \times 10^{11}$	1	0	0	1
f_3 : Violações de tensão	0	0	0	0	1
f_4 : Custo dos reguladores	0	0	0	0	1
f_5 : Custo dos capacitores	0	0	$7,11 \times 10^4$	0,1215	1
Função	valor	pu	valor	pu	peso
f_6 : Máxima sobrecarga	19,9645	1	37,9015	0,4236	1
f_7 : Estabilidade de tensão $\min(SI_K)$	0,7903	0,6088	0,918034	0,2797	1
Custo Total \$ / [pu]	$1,04 \times 10^{11}$	3,6088	$2,31 \times 10^9$	0,9627	

FONTE: O autor (2017)

Nessa simulação, todas as funções objetivo estão ajustadas com peso 1 e a função de avaliação possui valor inicial (sem alocação) de 3,6088 pu. Após as inserções dos BCs todas as funções melhoraram, de forma que globalmente o valor da função de avaliação decaiu para 0,9627 pu.

DISPOSITIVOS ALOCADOS

A Tabela 18 demonstra os bancos de capacitores que foram alocados pelo AG, todos com tensão de 12,7 kV.

TABELA 18 – ALOCAÇÃO EXCLUSIVA DE BCs – 11 BARRAS

Barra com BCs	Potência (kvar)	Tipo
3	9500	Fixo
4	12700	Fixo
6	6800	Fixo
8	8500	Fixo
9	13000	Fixo
10	12100	Fixo
11	8500	Fixo

FONTE: O autor (2017)

GRÁFICOS COMPARATIVOS DO SISTEMA PRÉ E PÓS-INSERÇÃO DOS BCs

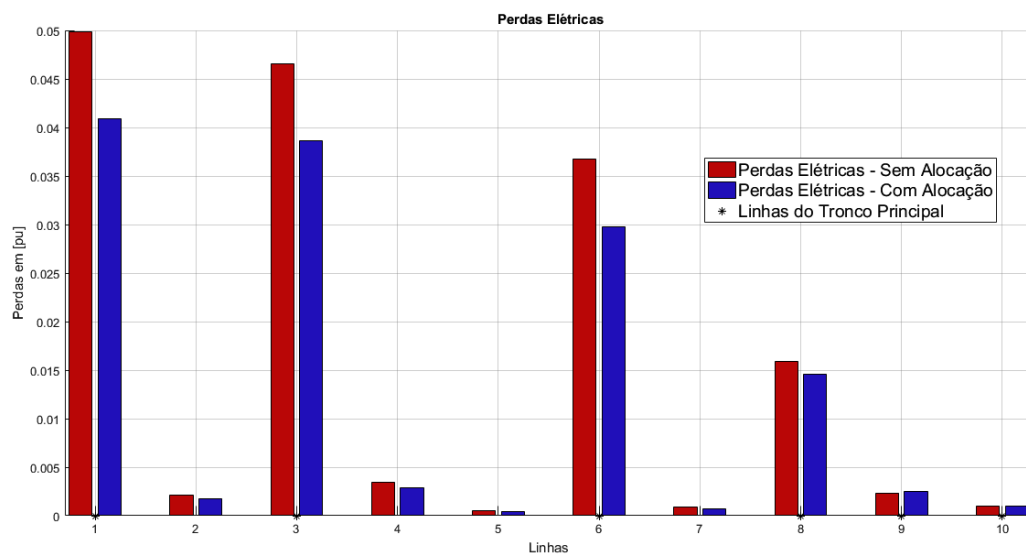
A Figura 24 mostra o perfil, linha a linha das perdas elétricas de potência ativa do sistema pré e pós-inserção dos BCs. Com exceção da linha 9, em que o incremento foi de apenas 0,0002 *pu* (com relação às bases do sistema), em todas as outras linhas da rede houve a redução desse parâmetro.

Em valores por unidade, as perdas totais da rede calculadas:

- sem alocação de dispositivos valem 0,1593 *pu*,
- com alocação de dispositivos valem 0,1332 *pu*, ou seja, uma redução de 0,0261 *pu*.

Calculando os custos anualizados dessas perdas com e sem alocação conforme metodologia do Anexo E, os valores são de 2,76 e 2,31 em \$ 10⁹, respectivamente. Isto equivale a uma economia anual de \$ 0,45×10⁹. Ainda, considerando os limites do GCM, os valores normalizados são 1 e 0,1379 *pu*.

FIGURA 24 – PERDAS ELÉTRICAS – COM E SEM ALOCAÇÃO

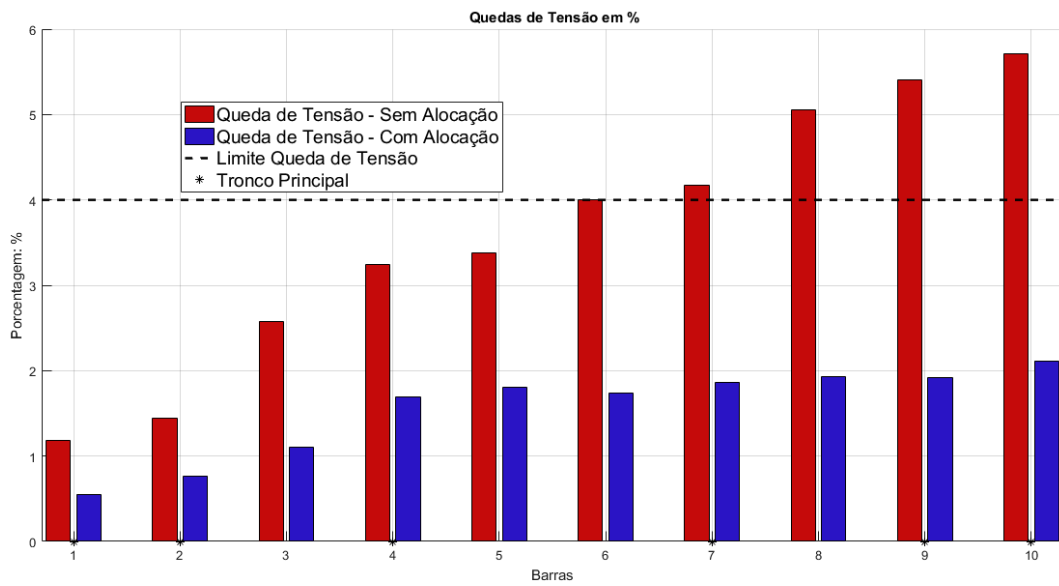


FONTE: O autor (2017)

No que se refere às quedas de tensão, o resultado da alocação foi plenamente atingido, isto é, em todas as barras os valores das quedas de tensão foram menores que 4% (em relação à subestação).

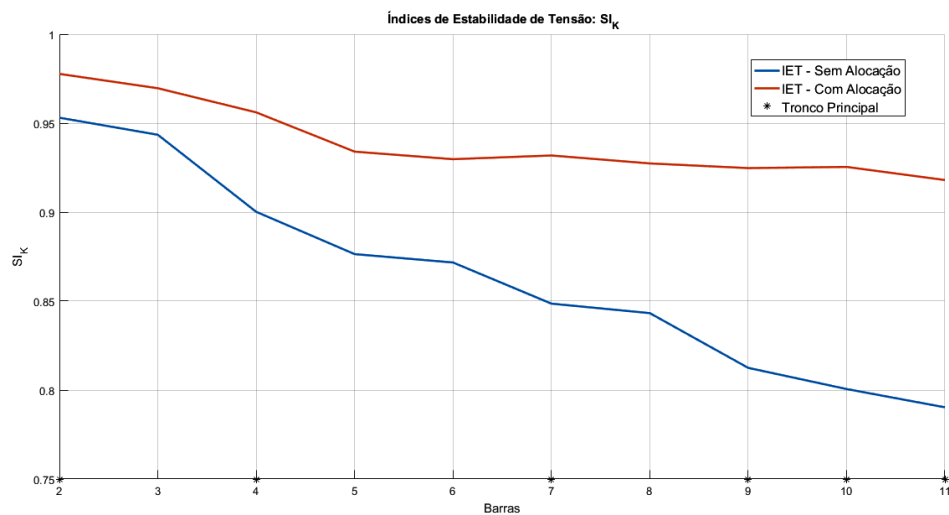
Conforme Figura 25, inicialmente 5 barras tinham problemas com queda de tensão. Em termos de custos representa uma economia de \$ 1,01×10¹¹ anuais. Em termos de valores normalizados, 1 *pu*.

FIGURA 25 – QUEDAS DE TENSÃO – COM E SEM ALOCAÇÃO



FONTE: O autor (2017)

Globalmente, a estabilidade de tensão melhorou para todas as barras. O valor de $\min(SI_K)$ variou de 0,7903 (sem alocação) para 0,9180 (com alocação). Em termos do *GCM*, os valores normalizados dessa variação foram de 0,6088 para 0,2797 pu. O perfil SI_K para as barras de carga pode ser visualizado na Figura 26.

FIGURA 26 – ÍNDICE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO – SI_K 

FONTE: O autor (2017)

É possível notar que a ampla compensação reativa permitiu transladar verticalmente todo o perfil de SI_K e, observando especificamente a barra 3 (primeiro BC alocado), pode-se notar o efeito do BC *shunt* que é a mudança da inclinação do perfil de SI_K no trecho da barra 3 para 4.

5.1.4.2 SIMULAÇÃO II – ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE BCs E RTs

A configuração do programa é análoga ao da simulação I, distinguindo o ajuste da quantidade de dispositivos a serem instalados, isto é, número máximo de BCs em 5 e de RTs também em 5. Assim, obriga-se o programa a avaliar as soluções que incluam BCs e RTs conjuntamente. Essa quantidade de equipamentos poderia ser considerada inviável na prática pelo tamanho da rede, mas aqui possui um propósito conceitual de aumentar o campo de busca das soluções ótimas (que engloba critérios de otimização referente ao custo dos equipamentos). Em uma aplicação real, o planejador simplesmente limitaria a 2 ou 3 dispositivos, parametrizando assim o algoritmo genético através de seu conhecimento especialista.

São construídos quatro cenários de simulação modificando-se o conjunto de sinais permissivos habilitados:

- I) otimização apenas dos critérios tradicionais, isto é, sem incluir o índice de estabilidade de tensão e o máximo carregamento: $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = 1$ e $\omega_6 = \omega_7 = 0$
- II) otimização dos critérios tradicionais incluindo o índice de estabilidade de tensão: $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = 1$, $\omega_6 = 0$ e $\omega_7 = 1$;
- III) otimização dos critérios tradicionais incluindo o máximo carregamento: $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = \omega_6 = 1$ e $\omega_7 = 0$
- IV) otimização dos critérios tradicionais conjuntamente com a estabilidade de tensão e o máximo carregamento: $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = \omega_6 = \omega_7 = 1$

RESULTADOS DAS ALOCAÇÕES

A geração, indivíduo e tempo de simulação em cada cenário são apresentados na Tabela 19.

TABELA 19 – INDIVÍDUO, GERAÇÃO E Δt_{simu} – 11 barras

Cenário	I	II	III	IV
Geração	567	1015	1755	439
Indivíduo	4	9	10	3
Δt_{simu}	10h37min	14h05min	9h59min	11h07min

FONTE: O autor (2017)

O estado inicial da rede sem os BCs e RTs é o mesmo da Tabela 17. Já os resultados das simulações constam na Tabela 20. Os valores estão normalizados em relação ao estado da rede sem alocação:

- f_1 a f_3 e f_7 tem seu valores divididos pelos respectivos valores de f_n sem alocação;
- f_4 e f_5 são divididos pelos respectivos custos máximos (número máximo de equipamentos multiplicado pelo custo do equipamento mais caro disponível);
- finalmente, o inverso de f_6 tem seu valor multiplicado por f_6 sem alocação.

TABELA 20 – RESULTADOS DAS ALOCAÇÕES – 11 BARRAS

Cenário 1				Cenário 2			
Função	\$	pu	w_n	Função	\$	pu	w_n
f_1 : Perdas Elétricas	2,18 $\times 10^9$	0,79	1	f_1 : Perdas Elétricas	2,20 $\times 10^9$	0,79	1
f_2 : Quedas de Tensão	0	0	1	f_2 : Quedas de Tensão	0	0	1
f_3 : Violações de Tensão	0	0	1	f_3 : Violações de Tensão	0	0	1
f_4 : Custo dos Reguladores	5,10 $\times 10^5$	0,67	1	f_4 : Custo dos Reguladores	4,58 $\times 10^5$	0,60	1
f_5 : Custo dos Capacitores	4,89 $\times 10^4$	0,18	1	f_5 : Custo dos Capacitores	5,58 $\times 10^4$	0,21	1
Função	valor	pu	w_n	Função	valor	pu	w_n
f_6 : Máxima Sobrecarga	72,6264	0,27	0	f_6 : Máxima Sobrecarga	41,9760	0,48	0
f_7 : Estabilidade de Tensão	0,9448	0,83	0	f_7 : Estabilidade de Tensão	0,9534	0,84	1
Custo Total \$ / [pu]	2,18 $\times 10^9$	2,74		Custo Total \$ / [pu]	2,20 $\times 10^9$	2,95	

FONTE: O autor (2017)

DISPOSITIVOS ALOCADOS E GRÁFICOS COMPARATIVOS

As Tabelas 21 e 22 exibem, respectivamente, os BCs e os RTs que foram alocados pelo AG para cada um dos quatro cenários. A indicação de (*) refere-se ao

tronco principal e a indicação de (→) às extremidades do sistema. A tensão de todos os BCs foi ajustada em 12,7 kV.

TABELA 21 – BCs ALOCADOS – 11 BARRAS

	Cenário I	Cenário II	Cenário III	Cenário IV
Barra	Potência [kvar]	Potência [kvar]	Potência [kvar]	Potência [kvar]
1*	-	-	-	-
2*	-	-	400	-
3→	400	400	700	-
4*	-	1000	-	400
5	-	-	-	150
6→	150	150	400	-
7*	1000	1000	1000	700
8→	150	-	-	-
9*	-	-	700	1100
10*	700	700	-	-
11*→	-	-	-	-
Total	2400 kvar	3250 kvar	3200 kvar	2350 kvar

FONTE: O autor (2017)

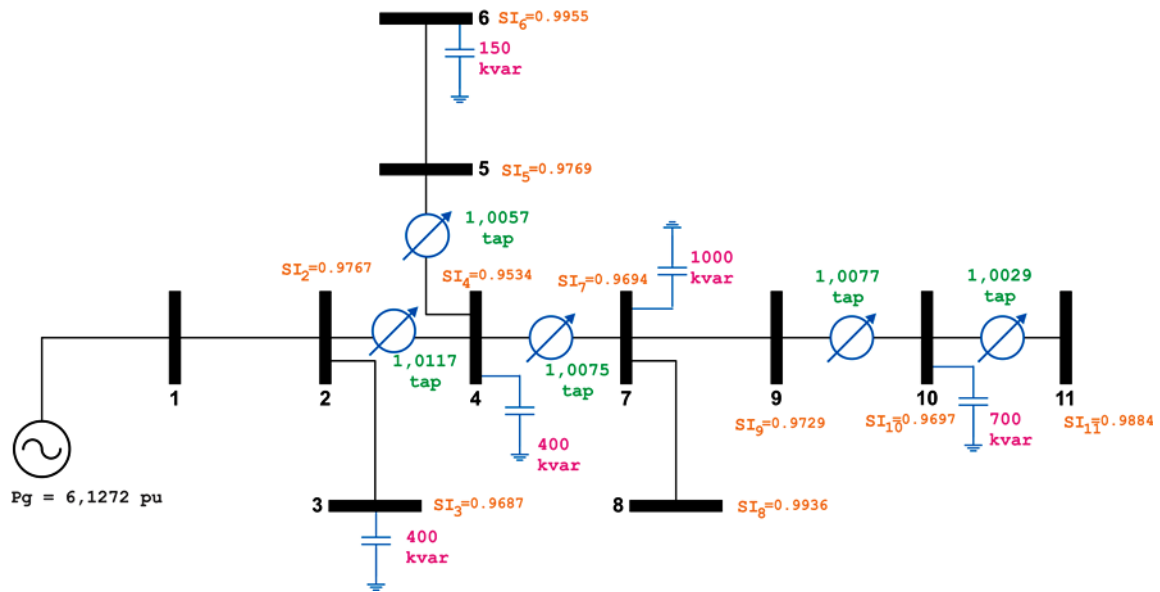
TABELA 22 – RTs ALOCADOS – 11 BARRAS

Linha	De	Para	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3		Cenário 4	
			Corrente [A]	Tap	Corrente [A]	Tap	Corrente [A]	Tap	Corrente [A]	Tap
1*	1	2	350	1,0073	-	-	350	1,0058	350	1,0074
2→	2	3	50	1,0021	-	-	50	1,0018	50	1,0026
3*	2	4	300	1,0082	300	1,0117	-	-	-	-
4	4	5	50	1,0057	50	1,0057	50	1,0127	50	1,0131
5→	5	6	-	-	-	-	-	-	-	-
6*	4	7	-	-	200	1,0075	200	1,0156	200	1,0015
7→	7	8	-	-	-	-	-	-	-	-
8	7	9	150	1,0139	-	-	-	-	-	-
9*	9	10	-	-	50	1,0077	-	-	-	-
10*	10	11	-	-	50	1,0029	-	-	-	-
Total			900 A	-	650 A	-	650 A	-	650 A	-

FONTE: O autor (2017)

Para facilitar a visualização da topologia da rede, a Figura 27 ilustra o resultado pós-alocações do cenário 2, indicando o índice de estabilidade de cada uma das barras, caso esse que apresentou a melhora mais pronunciada no valor dos IETs dentre os quatro cenários.

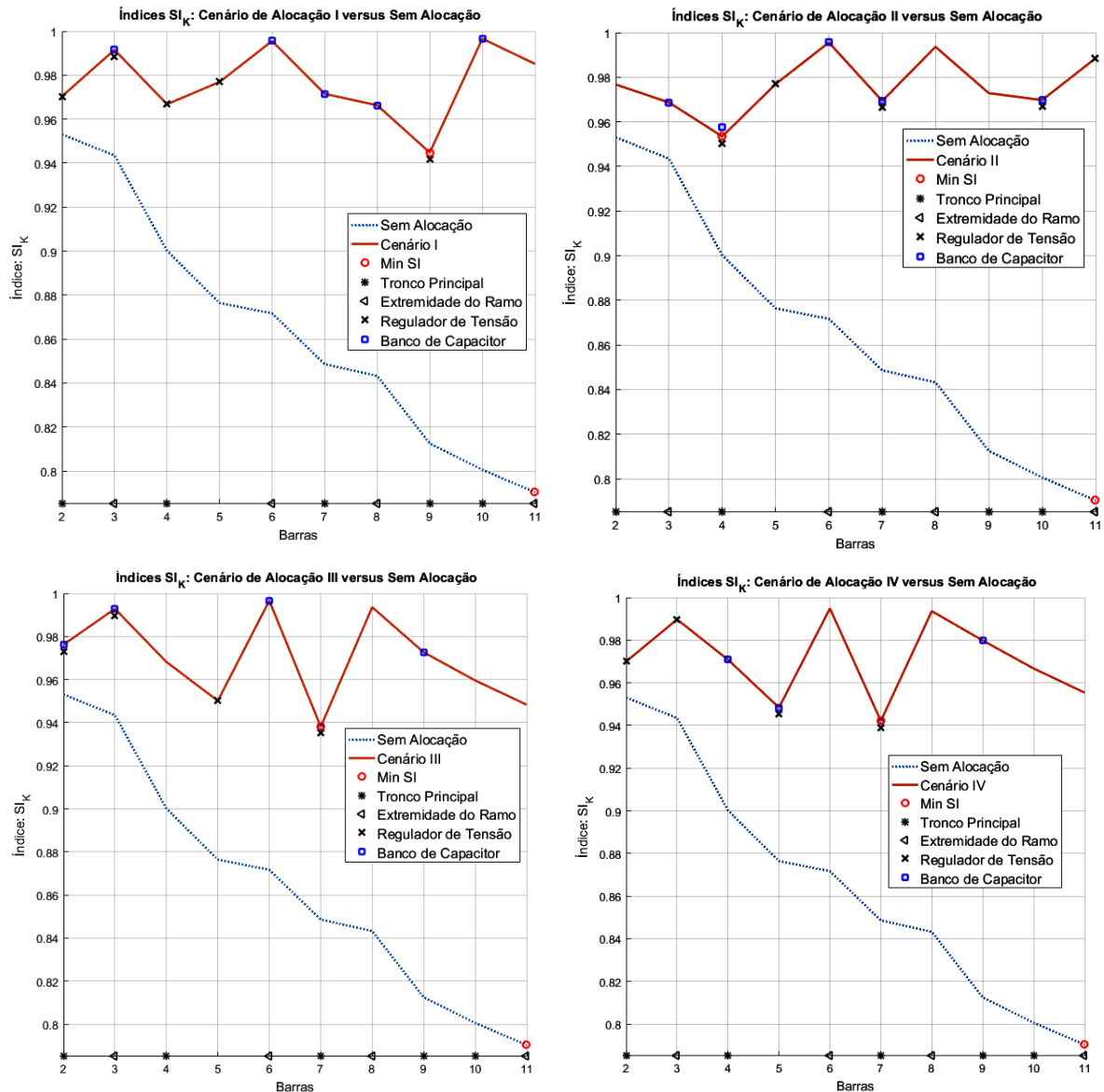
FIGURA 27 – CENÁRIO II – RESULTADO DAS ALOCAÇÕES



FONTE: O autor (2017)

A Figura 28 inspeciona o comportamento dos índices SI_k da rede com as alocações dos cenários I, II, III e IV conjuntamente com a rede sem alocação. Estão indicados também a posição dos reguladores de tensão e do banco de capacitores instalados, bem como o menor valor do índice SI_k , as barras que formam os extremos e aquelas que pertencem ao tronco principal.

O BC é alocado na barra e o RT na linha, mas para este último considera-se seu efeito nas grandezas de barra após a sua instalação, sendo por esse motivo posicionado na barra após a sua inserção, conforme Figura 28. Em todos os cenários pode-se verificar que o AG optou por instalar RTs nos pontos de $\min(SI_k)$, de forma a limitar o declive do índice.

FIGURA 28 – PERFIL DE SI_K – CENÁRIOS I, II, III e IV – 11 BARRAS

FONTE: O autor (2017)

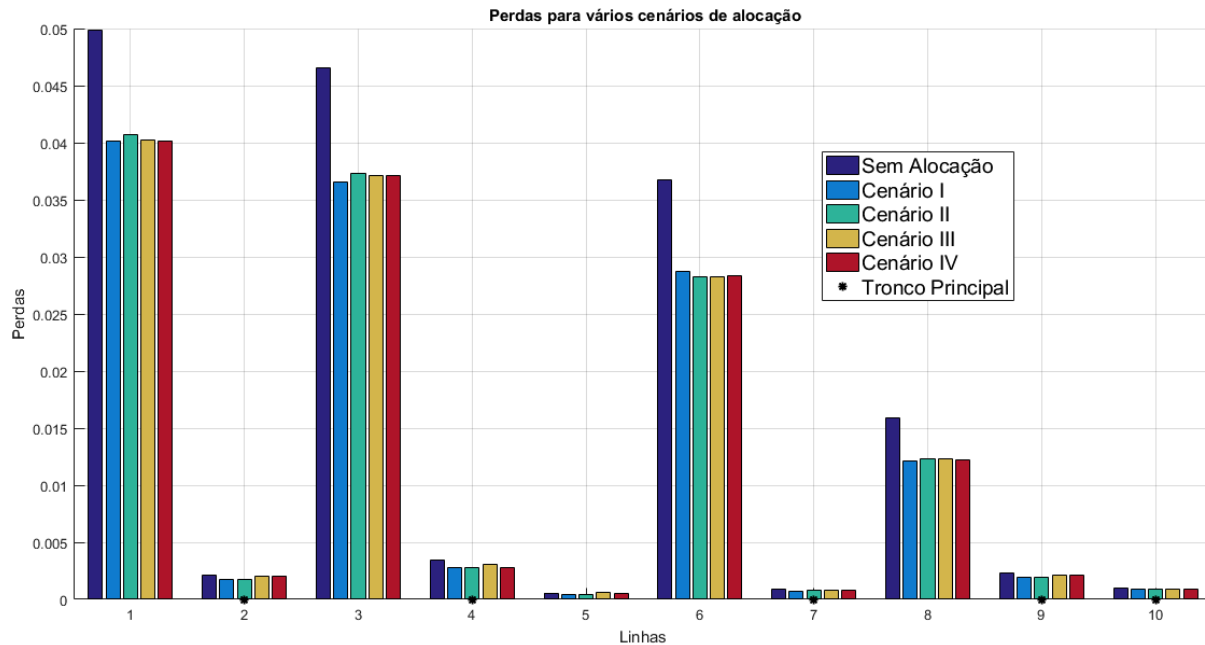
Em relação às alocações dos BCs e RTs:

- no cenário I, mesmo com $\omega_6 = \omega_7 = 0$, houve melhora considerável nas funções f_6 e f_7 .
 - a barra de menor SI_K da rede é a barra 9 e o índice varia de 0,9448 a 0,9966, tendo 72,6264 pu de máxima sobrecarga;
 - os BCs foram alocados tanto nas barras do tronco principal (7, 10) quanto nas ramificações, enfaticamente nas barras das extremidades (3, 6 e 8);

- os RTs, foram alocados principalmente nas linhas iniciais (1 a 4), sendo a maior quantidade em ampères instalada dentre os cenários.
- no cenário II, este foi o que apresentou o melhor IET, f_7 – como esperado, em virtude de $\omega_6 = 0$ e $\omega_7 = 1$.
 - a barra de menor SI_K da rede é a barra 4 e o índice varia de 0,9534 a 0,9955, tendo 41,9760 pu de máxima sobrecarga;
 - os BCs foram alocados tanto nas barras do tronco principal (4, 7, 10) quanto nas barras das extremidades das ramificações (3 e 6) sendo em kvar a maior potência instalada entre os cenários;
 - os RTs foram alocados sobretudo nas linhas finais (9 e 10) do sistema.
- no cenário III, com $\omega_6 = 0$ e $\omega_7 = 1$, a sobrecarga admissível aumentou em 155 vezes em relação ao sistema sem alocação.
 - a barra de menor SI_K da rede é a barra 7 e o índice varia de 0,9381 a 0,9967, tendo 3161,5997 pu de máxima sobrecarga;
 - os BCs foram alocados tanto nas barras do tronco principal (2, 7, 9) quanto nas barras das extremidades (3 e 6);
 - os RTs foram alocados tanto nas linhas do tronco principal quanto nas ramificações.
- no cenário IV, com $\omega_6 = \omega_7 = 1$, f_6 e f_7 tiveram melhora significativa, isoladamente menores que nos cenário II e III, porém maiores que no cenário I.
 - a barra de menor SI_K da rede é a barra 7 e o índice varia de 0,9421 a 0,9949, tendo 2112,9378 pu de máxima sobrecarga;
 - os BCs foram alocados tanto no tronco principal (4, 7, 9) quanto na ramificação, mas não na extremidade (5), tendo sido o cenário em que se alocou menos BCs, apenas quatro;
 - os RTs foram alocados com as mesmas capacidades e nas mesmas posições do cenário III, no entanto, com configurações de taps distintas.

A Figura 29 mostra o perfil das perdas de potência ativa pré e pós-inserção dos dispositivos reguladores.

FIGURA 29 – PERDAS ELÉTRICAS – COM E SEM ALOCAÇÃO



FONTE: O autor (2017)

BREVES COMENTÁRIOS A RESPEITO DAS ALOCAÇÕES

Em síntese, os resultados das alocações dos quatro cenários são aglutinados na Tabela 23.

TABELA 23 – RESUMO DOS RESULTADOS – SISTEMA DE 11 BARRAS

Função	Sem Alocação	Cenário I	Cenário II	Cenário III	Cenário IV
f_1 : Perdas Elétricas	$2,76 \times 10^9$	$2,18 \times 10^9$	$2,20 \times 10^9$	$2,21 \times 10^9$	$2,20 \times 10^9$
f_2 : Quedas de Tensão	$1,01 \times 10^{11}$	0	0	0	0
f_3 : Violações de Tensão	0	0	0	0	0
$f_4 + f_5$: Custo dos equipamentos	0	558900	513800	450900	436500
f_6 : Máxima Sobrecarga	19,9645	72,63	41,97	3161,60	2112,94
f_7 : Estabilidade de Tensão	0,7903	0,9448	0,9534	0,9381	0,9421

FONTE: O autor (2017)

Do ponto de vista da estabilidade de tensão, o cenário I trata de uma resposta natural, consequência da redução das perdas e da minimização das violações e

quedas de tensão, uma vez que não busca a otimização de f_6 ou f_7 . Já no cenário II, o resultado da inclusão do peso $\omega_7=1$ é visualmente preponderante na melhora de f_7 , o mesmo ocorrendo com f_6 no cenário III incluindo $\omega_6=1$.

Em relação ao cenário I, os custos de instalação são menores nos demais cenários, no entanto as perdas aumentam. No cenário II há a menor sobrecarga admissível e o índice SI melhora pouco, e nos cenários III e IV há praticamente a manutenção do índice SI , mas o investimento em equipamentos é menor.

A escolha na etapa de planejamento deve ser alicerçada nos objetivos técnicos considerados mais preponderantes para a ocasião. Por exemplo:

- se a preocupação maior for com as receitas, pode-se alocar de acordo com o cenário I, pois o ganho com redução das perdas é grande, todavia não será possível um grande acoplamento de novas cargas;
- se a preocupação maior for com o custo de instalação de equipamentos, evita-se os cenários I e II, restringindo a escolha entre os cenários III e IV.

Portanto, não há um cenário que possa de forma indiscutível ser eleito como o melhor dentre os quatro cenários propostos. As simulações constituem uma ferramenta de suporte à tomada de decisão do planejador. Sua escolha fica vinculada ao uso e planos de expansão do sistema, isto é, se haverá conexão de novas cargas ou extensão da rede, se há limitação de orçamento para aquisição de equipamentos ou mesmo se o interesse maior é a maximização da receita.

5.2 SISTEMA DE 70 BARRAS

O diagrama unifilar do sistema de 70 barras é apresentado na Figura 30.



FONTE: Adaptado de Baran e Wu (1989)

Nesse sistema existem barras que não possuem cargas conectadas – são as barras 1 a 6, 16, 20, 24, 26, 31 a 33, 39, 43, 45, 48, 57 a 59, 61 e 64, totalizando 22. Os dados das cargas e das linhas podem ser encontrados no Anexo D. Pela formulação original, o índice de estabilidade de tensão de Kessel é aplicado apenas aos barramentos com carga, ou seja, nesse sistema L_j é calculado para 48 barras. O índice SI_k , pela sua formulação, pode ser calculado para todas as barras, excluindo-se apenas a de geração.

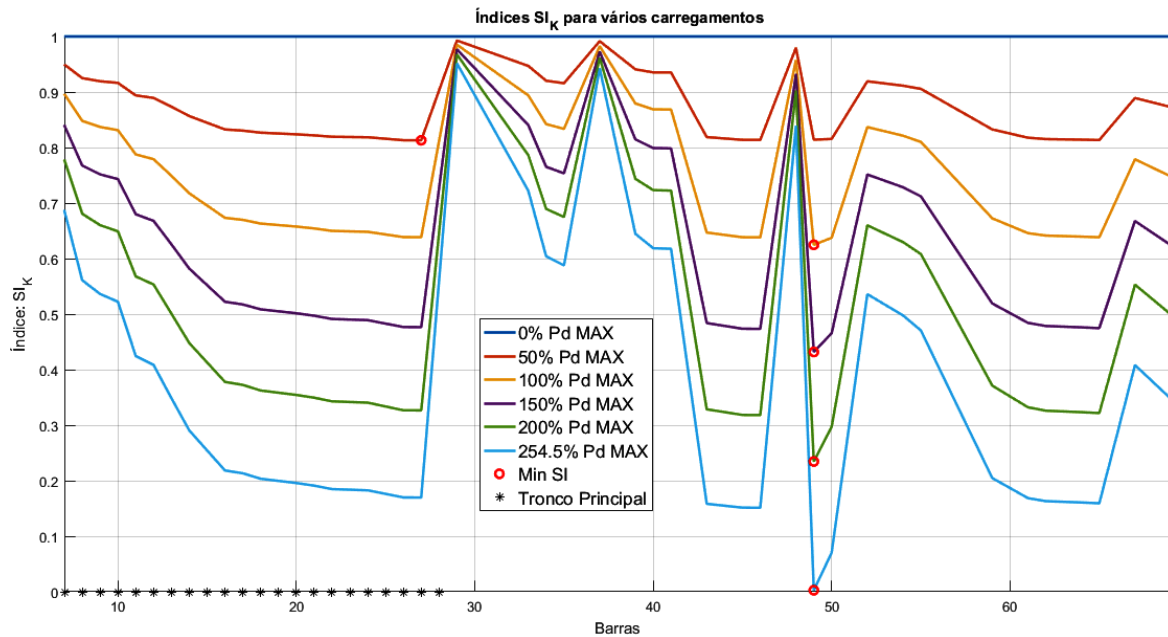
5.2.1 SIMULAÇÃO SEM ALOCAÇÃO

Para o sistema de 70 barras, a análise inicial se concentra na verificação da interação do máximo carregamento com os índices de estabilidade de tensão, sendo que as demais grandezas (perdas, violação e quedas de tensão) são analisadas comparativamente na etapa de simulação com alocação. Constroem-se os gráficos de L_j e SI_K para diversos carregamentos em relação a percentuais da carga máxima calculada pelo programa.

As configurações do programa para o sistema de 70 barras são tais quais o sistema de 11 barras, modificando-se apenas o número de barras. Nesse caso, a máxima sobrecarga determinada é de 131,11 pu. As Figuras 31 e 32 apresentam, respectivamente, o comportamento dos índices SI_k e L_j das barras, em termos percentuais de 131,11 pu.

Novamente, nos diversos patamares de carregamento, o fator de potência de cada barra é mantido igual ao original, de forma a não modificar a característica da carga. Também, a fim de facilitar a convergência do FPO durante o processo iterativo, são desconsiderados os limites mínimos das restrições de tensão das barras – possibilitando que os IETs assumam valores que indiquem uma trajetória à instabilidade pré-inserção de dispositivos.

A Figura 31 inspeciona o comportamento do índice SI_K , nela a barra de menor IET é a de número 27 para 50% de Pd_{MAX} e a barra de número 49 para as outras % de Pd_{MAX} .

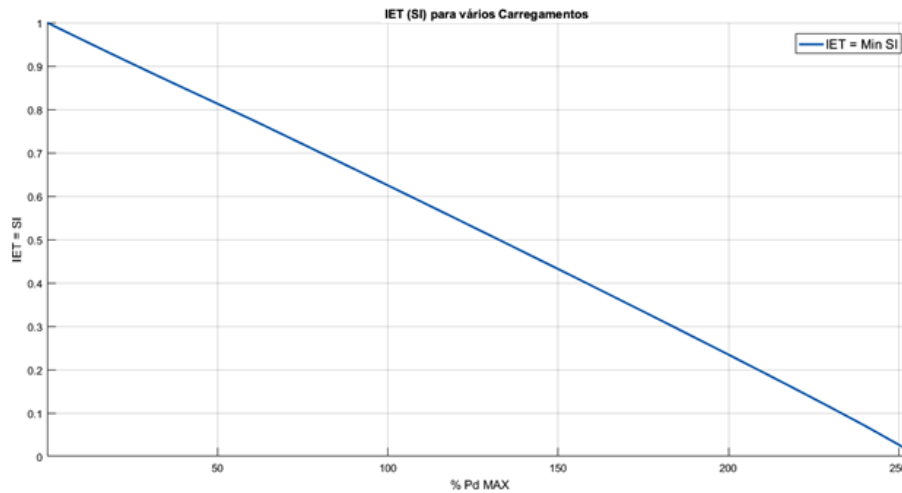
FIGURA 31 – PERFIL DE SI PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 70 BARRAS

FONTE: O autor (2017)

As barras 29, 37 e 48 apresentam um comportamento peculiar, em que independentemente do carregamento, o valor de $SI_{29} = SI_{37} = SI_{48} = 1$. Tal fato advém da formulação do índice SI_K que considera apenas influência dos parâmetros das linhas (entre as barras m e k) e o valor da tensão da barra à montante desta ($SI_K = |\dot{V}_m|^4 - 4 \cdot |V_m|^2 \{P_k \cdot x_{jj} + Q_k \cdot r_{jj}\} - 4 \cdot \{P_k \cdot x_{jj} - Q_k \cdot r_{jj}\}^2$). A barra 29 tem origem no nó 3, a barra 37 no nó 4 e a barra 48 no nó 5. As barras iniciais do sistema (1, 2, 3, 4, 5 e 6) não possuem carga, o que resulta no perfil plano de tensão e no valor unitário do índice de estabilidade de tensão destas barras.

A Figura 32 mostra os IETs com base nos valores de $\min(SI_K)$ para cada patamar de carga. Novamente, para este sistema mais robusto (com maior número de barras em relação ao de 11 barras) é possível verificar um comportamento linear.

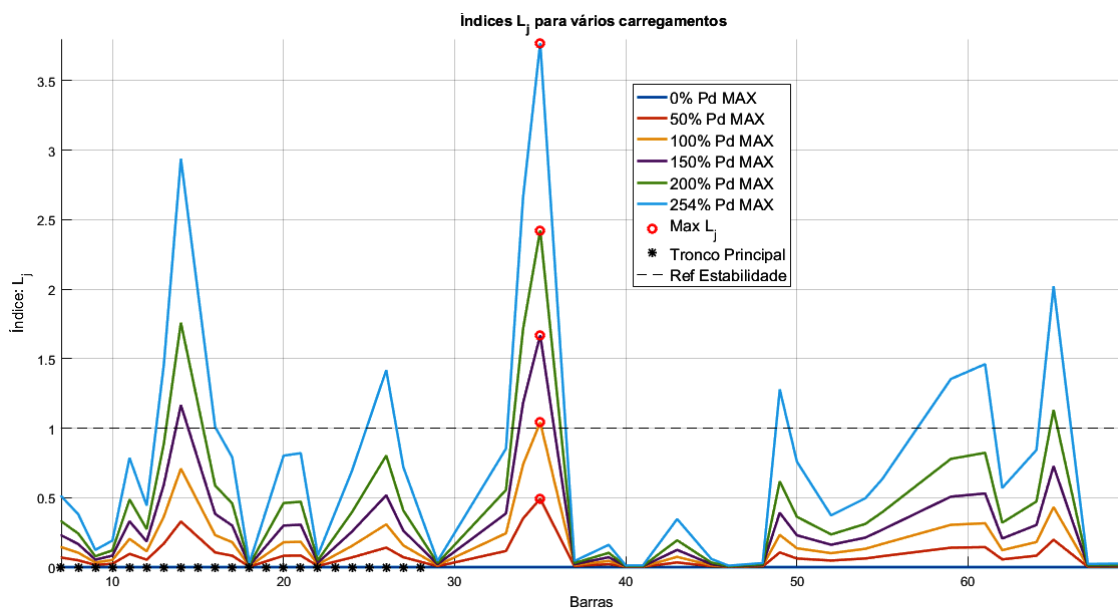
Neste caso, para 254,5% da carga máxima, o índice encontrado é $SI_{49} = 0,0064$, que indica a barra 49 como a mais susceptível. Este valor é muito próximo de zero, para o qual o índice aponta o colapso de tensão.

FIGURA 32 – ÍNDICE SI PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 70 BARRAS

FONTE: O autor (2017)

Ainda em relação à Figura 32, uma possibilidade para novas investigações seria a de avaliar a linearidade apresentada para outros cenários e sistemas, de forma a intentar o uso do índice SI_K para prever a máxima carga no ponto projetado que tiver valor nulo.

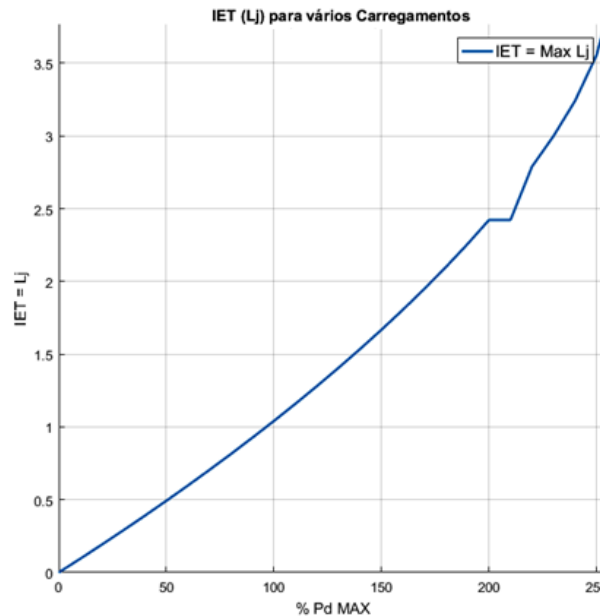
Já o comportamento de L_j é representado na Figura 33, o índice encontrado para 97% da carga máxima é $L_{35} = 1,0063$, sendo esse máximo ocorrido na barra 35, indicando essa barra como a mais susceptível do sistema. Esse valor é muito próximo de um, para o qual o índice aponta o colapso de tensão.

FIGURA 33 – PERFIL DE L PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 70 BARRAS

FONTE: O autor (2017)

A Figura 34 mostra os IETs, com base nos valores de $\max(L_j)$ para cada patamar de carga. Visualmente pode-se verificar um comportamento ascendente.

FIGURA 34 – ÍNDICE L PARA VÁRIOS CARREGAMENTOS – 70 BARRAS



FONTE: O autor (2017)

Da mesma forma que no sistema de 11 barras, é escolhida uma barra aleatória do sistema para o traçado da curva P-V. Optou-se pela barra mais crítica para a maioria dos carregamentos da Figura 31, isto é, a barra 49. A Figura 35, associada aos dados da Tabela 24, exhibe os resultados.

Pode-se considerar a valia do traçado desse gráfico como uma espécie de “inspeção visual” dos resultados, ou seja, se os mesmos são condizentes com a teoria do máximo carregamento no que tange a verificação da formação do “joelho” da curva.

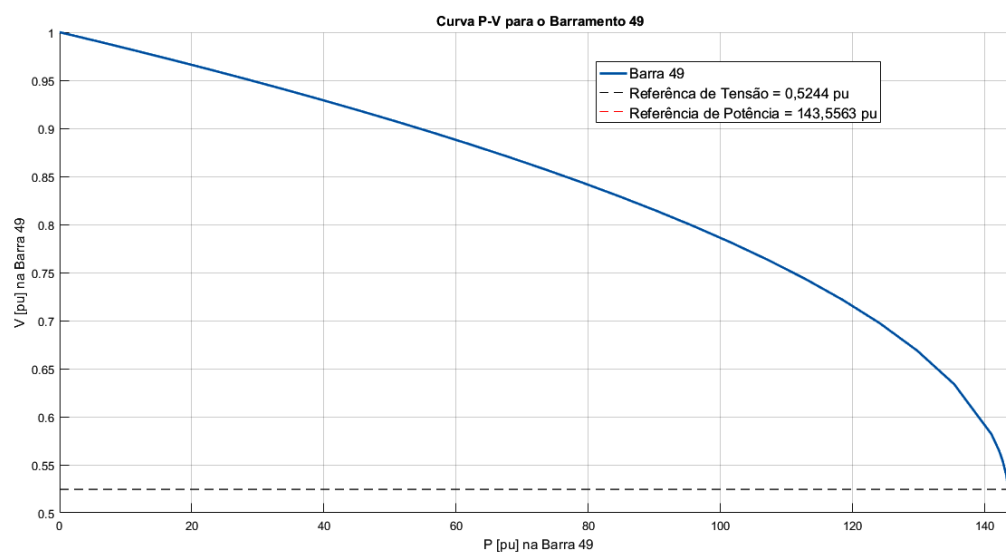
TABELA 24 – DADOS PARA CURVA P-V

% de Pd_{MAX}	P_{49}	V_{49}	% de Pd_{MAX}	P_{49}	V_{49}
0	0	1,0000	150	84,6063	0,8144
10	5,6403	0,9907	160	90,2468	0,7984
20	11,2806	0,9812	170	95,8875	0,7814
30	16,9210	0,9714	180	101,5281	0,7632
40	22,5613	0,9614	190	107,1688	0,7438
50	28,2017	0,9512	200	112,8096	0,7217
60	33,8421	0,9407	210	118,4504	0,6974
70	39,4825	0,9300	220	124,0914	0,6690

80	45,1229	0,9189	230	129,7325	0,6339
90	50,7633	0,9074	240	135,3739	0,5818
100	56,4038	0,8834	250	141,0159	0,5652
110	62,0442	0,8708	252	142,1446	0,5543
120	67,6847	0,8576	253	142,7090	0,5390
130	73,3252	0,8439	254	143,2737	0,5243
140	78,9657	0,8295			

FONTE: O autor (2017)

FIGURA 35 – CURVA P-V PARA A BARRA 49



FONTE: O autor (2017)

Finalmente, para este cenário de simulação, as máximas cargas admissíveis para o sistema são aglutinadas na Tabela 25.

TABELA 25 – INDICADORES DE MÁXIMO CARREGAMENTO

Indicador	Máxima Carga
FPO do Máximo Carregamento	100 % de Pd_{MAX}
Aumento gradual da carga até a não convergência do fluxo de potência	254,5 % de Pd_{MAX}
Índice SI_K	254,5 % de Pd_{MAX}
Índice L_j	97 % de Pd_{MAX}

FONTE: O autor (2017)

5.2.2 SIMULAÇÃO COM ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE BCs E RTs

Para o sistema de 70 barras, a configuração do programa é afim ao da simulação da seção 5.1.4.2, com as seguintes modificações: número máximo de BCs em 05 e de RTs também em 05, sistema de 70 barras, IET de Chakravorty e Das e número de gerações do AG em 3000.

Na Tabela 26 consta o estado inicial da rede, isto é, sem alocação de BCs e de RTs. Ao encontro do que poderia ser suposto, comparativamente com os resultados do sistema de 11 barras (Tabela 17), os valores das perdas elétricas, quedas de tensão e violação, bem como o da máxima sobrecarga admissível, são maiores em virtude do tamanho do sistema.

TABELA 26 – SEM ALOCAÇÃO – 70 BARRAS

SEM ALOCAÇÃO		
Função	\$	pu
f_1 : Perdas Elétricas	$3,54 \times 10^9$	1
f_2 : Quedas de Tensão	$4,14 \times 10^{11}$	1
f_3 : Violações de Tensão	$9,19 \times 10^8$	1
f_4 : Custo dos Reguladores	0	0
f_5 : Custo dos Capacitores	0	0
Função	valor	pu
f_6 : Máxima Sobrecarga	131,1070	1
f_7 : Estabilidade de Tensão	0,7101	1
Custo Total \$ / [pu]	$4,19 \times 10^{11}$	5,0

FONTE: O autor (2017)

À medida que é modificado o conjunto dos sinais permissivos habilitados, são construídos os mesmos 04 cenários para as simulações (tal como em 5.1.4.2). No entanto, como o sistema de 70 barras é mais robusto, em cada cenário foram realizadas 05 simulações com o intuito de avaliar os resultados obtidos.

Os resultados obtidos estão normalizados em relação ao estado da rede sem alocação, isto é, f_1 a f_3 e f_7 tem seus valores divididos pelos respectivos *fn sem alocação*, f_4 e f_5 são divididos pelos respectivos custos máximos (número máximo de

equipamentos multiplicado pelo custo do equipamento mais caro disponível). Finalmente, o inverso de f_6 tem seu valor multiplicado por f_6 *sem alocação*.¹⁵

De acordo com os dados do Anexo E, há:

- 30 tamanhos de BCs, que podem ser alocados em 69 barras (todas as barras, exceto a barra de geração);
- 8 tamanhos de RTs, que podem ser alocados nas 69 linhas do sistema.

Pelo princípio fundamental da contagem, a Figura 36 apresenta o número total de opções de alocação. Considera-se que o AG pode alocar em uma mesma linha mais de um BC e em uma mesma barra mais de um RT, além do fato de que um tamanho de dispositivo pode ser alocado mais de uma vez. Existem assim $1,9523 \times 10^{30}$ opções de alocação de dispositivos reguladores, o que indica a dimensão do problema formulado.

FIGURA 36 – QUANTIDADE DE OPÇÕES DE ALOCAÇÃO DE BCs e RTs

$$\underbrace{\left[(8 \times 69)^5 + (8 \times 69)^4 + (8 \times 69)^3 + (8 \times 69)^2 + (8 \times 69)^1 \right]}_{\text{Nº de opções de alocação de RTs}} \times \underbrace{\left[(30 \times 69)^5 + (30 \times 69)^4 + (30 \times 69)^3 + (30 \times 69)^2 + (30 \times 69)^1 \right]}_{\text{Nº de opções de alocação de BCs}} = \underbrace{\quad}_{\text{Nº total de opções de alocação}}$$

FONTE: O autor (2017)

Por ser um problema multiobjetivo, não há somente uma solução ótima para o problema abordado e sim um conjunto de possíveis soluções eficientes. A solução do AG é probabilística e dada a dimensão do problema é incerta a obtenção de frentes de soluções idênticas.

É válido destacar que, dadas as configurações do AG em 3.000 gerações e 10 indivíduos, são testados no máximo 30.000 configurações de BCs e RTs (uma vez que podem ser gerados indivíduos repetidos), ou seja, menos 10^{-22} % do número total de opções de alocação. Assim, de um *pool* de simulações (cinco para cada cenário), escolhe-se o melhor resultado.

¹⁵ Para o sistema de 70 barras não foi aplicado o método GCM para o cálculo dos valores normalizados.

5.2.2.1 CENÁRIO I

O problema de otimização do cenário I é composto apenas pelos critérios tradicionais, portanto não engloba o IET e nem o máximo carregamento. A parametrização dos sinais permissivos do conjunto de funções é dada por $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = 1$ e $\omega_6 = \omega_7 = 0$. Com base nos conceitos de estabilidade do Capítulo 2, presume-se que o aumento do carregamento máximo e a progressão do índice de estabilidade de tensão sejam fortemente influenciados pela melhora no perfil de tensão e que a redução das perdas impacte, mas não tão fortemente, nesses novos critérios.

A Tabela 27 apresenta as melhores gerações e tempos totais das simulações e a Tabela 28 os resultados, destacando (sombreamento em cinza) a simulação de menor valor global em *pu*, que neste cenário é a simulação III.

TABELA 27 – INDIVÍDUO, GERAÇÃO E Δt_{simu} – CENÁRIO I

Simulação	I	II	III	IV	V
Geração	2956	2888	2625	2944	2336
Indivíduo	9	8	3	3	7
Δt_{simu}	24h44min	41h25min	32h59min	23h25min	23h41min

FONTE: O autor (2017)

TABELA 28 – SIMULAÇÕES DO CENÁRIO I – 70 BARRAS

SIMULAÇÃO I			SIMULAÇÃO II	
Função	\$	pu	\$	pu
f_1 : Perdas Elétricas	$2,16 \times 10^9$	0,6103	$2,11 \times 10^9$	0,5955
f_2 : Quedas de Tensão	$3,04 \times 10^9$	0,0073	0	0
f_3 : Violações de Tensão	0	0	0	0
f_4 : Custo dos Reguladores	$2,40 \times 10^5$	0,3166	$3,16 \times 10^5$	0,4169
f_5 : Custo dos Capacitores	$3,67 \times 10^4$	0,1380	$2,94 \times 10^4$	0,1105
Função	valor	pu	valor	pu
f_6 : Máxima Sobrecarga	1933,62	0,0678	2235,25	0,0587
f_7 : Estabilidade de Tensão	0,9327	0,7612	0,9686	0,7331
Custo Total \$ / [pu]	$5,20 \times 10^9$	1,9014	$2,11 \times 10^9$	1,9146

	SIMULAÇÃO III		SIMULAÇÃO IV		SIMULAÇÃO V	
Função	\$	pu	\$	pu	\$	pu
f_1	$2,17 \times 10^9$	0,6123	$2,17 \times 10^9$	0,6125	$2,28 \times 10^9$	0,6437
f_2	0	0	0	0	0	0
f_3	0	0	0	0	0	0
f_4	$1,51 \times 10^5$	0,1995	$2,26 \times 10^5$	0,2987	$3,02 \times 10^5$	0,3989
f_5	$2,94 \times 10^4$	0,1105	$2,22 \times 10^4$	0,0835	$1,51 \times 10^4$	0,0568
Função	valor	pu	valor	pu	valor	pu
f_6	1339,79	0,0979	1500,66	0,0874	1049,13	0,1250
f_7	0,8992	0,7897	0,8186	0,8674	0,9001	0,7833
\$ / [pu]	$2,17 \times 10^9$	1,8099	$2,17 \times 10^9$	1,9514	$2,28 \times 10^9$	2,0127

FONTE: O autor (2017)

Nesse *pool* de soluções é significativo verificar que mesmo não otimizando o índice de estabilidade de tensão e o máximo carregamento ($\omega_6 = \omega_7 = 0$), f_6 e f_7 obtiveram larga progressão com a redução das perdas e a minimização das quedas e violações de tensão, respectivamente, de 131,11 para 1339,79 e de 0,7101 para 0,8992 na simulação III, corroborando com o entendimento prévio da fundamentação teórica.

Analisando os resultados da Tabela 28, verifica-se também que nesse *pool*

- a simulação II zerou as quedas e violações de tensão e possibilitou a maior redução das perdas, o que impactou diretamente na estabilidade de tensão e no carregamento admissível, registrando os maiores progressos para f_6 e f_7 .
- a simulação III também zerou as quedas e violações de tensão e obteve a segunda maior redução das perdas dentre as 05 simulações. No entanto, conseguiu fazê-los a um menor custo de equipamentos comparado com a simulação II, tendo o menor valor em *pu*.

As Tabelas 29 e 30 exibem, respectivamente, os BCs e os RTs que foram alocados pelo AG para cada uma das 05 simulações do cenário I. A indicação de (*) refere-se ao tronco principal e a indicação de (→) às extremidades do sistema.

Na simulação I, o AG optou por inserir 03 RTs e 04 BCs, na simulação II por 04 RTs e 03 BCs, na simulação III por inserir 02 RTs e 03 BCs, na simulação IV por 03 RTs e 02 BCs, e finalmente, na simulação V por 04 RTs e 01 BC.

TABELA 29 – BCs ALOCADOS NO CENÁRIO I – 70 BARRAS

SIMULAÇÃO I			SIMULAÇÃO II			SIMULAÇÃO III		
Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]
13*	150	12,7	12*	300	12,7	14*	300	12,7
28 [∩]	150	12,7	23*	150	12,7	60	1100	12,7
59	700	12,7	59	1100	12,7	65	150	12,7
65	550	12,7	x	x	x	x	x	x
Total	1550	x	x	1550	x	x	1850	x

SIMULAÇÃO IV			SIMULAÇÃO V		
Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]
21*	300	12,7	61	1300	12,7
62	1000	12,7	x	x	12,7
x	x	12,7	x	x	12,7
x	x	12,7	x	x	x
Total	1300	x	x	1300	x

FONTE: O autor (2017)

TABELA 30 – RTs ALOCADOS NO CENÁRIO I – 70 BARRAS

SIMULAÇÃO I				SIMULAÇÃO II				SIMULAÇÃO III			
De	Para	Corrente [A]	Tap	De	Para	Corrente [A]	Tap	De	Para	Corrente [A]	Tap
9*	10*	150	1,0651	6*	7*	150	1,0541	13*	14*	50	1,0746
11*	12*	50	1,0045	11*	12*	150	1,0130	54	55	100	1,0694
38	39	50	1,0472	27 [∩]	28 [∩]	150	1,0469	x	x	x	x
x	x	x	x	56	57	100	1,0186	x	x	x	x
Total	x	250	x	x	x	550	x	x	x	150	x

SIMULAÇÃO IV				SIMULAÇÃO V			
De	Para	Corrente [A]	Tap	De	Para	Corrente [A]	Tap
10*	11*	50	1,0414	11*	12*	50	1,0245
18*	19*	50	1,0339	24*	25*	50	1,0129
57	58	100	1,0948	53	54	100	1,0206
x	x	x	x	57	58	100	1,0250
Total	x	200	x	x	x	300	x

FONTE: O autor (2017)

Analisando os resultados das Tabelas 29 e 30, verifica-se que nesse *pool* de soluções:

- a simulação III foi a que despendeu a maior quantidade de *kvar* dos BCs e também a menor quantidade de ampères dos RTs, alocando dispositivos tanto no tronco principal quanto nas ramificações;
- a simulação II, que obteve a maior redução das perdas, foi a única que alocou dispositivos nas extremidades, tendo optado por inserir um RT ao término do tronco principal.

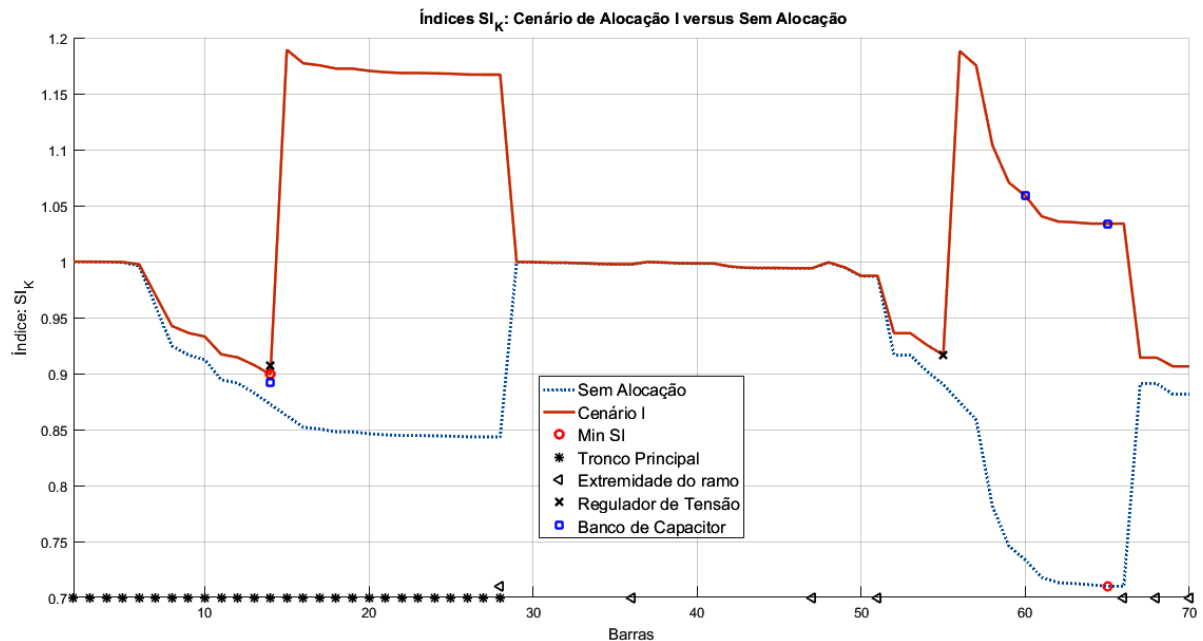
COMPORTAMENTO DO ÍNDICE SI_k

A Figura 37 inspeciona o comportamento dos índices SI_k da rede sem e com alocação (simulação III), nela é indicada a posição dos reguladores de tensão e banco de capacitores instalados, bem como o menor valor do índice SI_k , as barras que formam os extremos e aquelas que pertencem ao tronco principal.

A barra de menor SI_k da rede (a) sem alocação é a barra 65 e o índice varia de 0,7101 a 0,9999 e (b) do cenário I é a barra 14 e o índice varia de 0,8992 a 1,1892.

As soluções apontadas pelo AG neste cenário constituem oportunidade ímpar de análise, pois o primeiro RT e o primeiro BC foram alocados na mesma barra e justamente na barra de menor SI_k .¹⁶ Sendo assim, pode-se avaliar o efeito da instalação destes dispositivos comparativamente com o perfil da curva SI_k sem alocação.

¹⁶ O BC é alocado na barra e o RT na linha, mas para este último considera-se o seu efeito nas grandezas de barra após a sua instalação.

FIGURA 37 – PERFIL DO ÍNDICE SI_k – CENÁRIO I

FONTE: O autor (2017)

Observando especificamente a barra 14 verifica-se que:

- o efeito da instalação de BCs e RTs no índice SI_k é similar ao efeito causado no perfil de tensão, tal como descrito na seção 2.1.4 , Figuras 3 e 4, ou seja:
 - o regulador de tensão desloca o perfil de SI_k para cima;
 - o banco de capacitor *shunt* modifica a inclinação da curva de SI_k .

Ainda é possível verificar que nas ramificações, aproximando-se das extremidades, o índice decresce.

5.2.2.2 CENÁRIO II

O problema de otimização do cenário II engloba além dos critérios tradicionais, uma nova função (f_7) que é o índice de estabilidade de tensão. A parametrização dos sinais permissivos do conjunto de funções é dada por $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = 1$, $\omega_6 = 0$ e $\omega_7 = 1$. A Tabela 31 apresenta as melhores gerações e tempos totais das simulações e a Tabela 32 demonstra os resultados, destacando (sombreamento em cinza) a simulação de menor valor global em pu , que neste caso é a simulação I.

TABELA 31 – INDIVÍDUO, GERAÇÃO E Δt_{simu} – CENÁRIO II

Simulação	I	II	III	IV	V
Geração	2930	2772	2912	1485	1049
Indivíduo	5	5	9	7	8
Δt_{simu}	24h55min	24h45min	26h6min	32h46min	33h34min

FONTE: O autor (2017)

TABELA 32 – SIMULAÇÕES DO CENÁRIO II – 70 BARRAS

Função	SIMULAÇÃO I		SIMULAÇÃO II	
	\$	pu	\$	pu
f_1 : Perdas Elétricas	$2,04 \times 10^9$	0,65764	$2,29 \times 10^9$	0,6480
f_2 : Quedas de Tensão	$9,05 \times 10^9$	0,0021	0	0
f_3 : Violações de Tensão	0	0	0	0
f_4 : Custo dos Reguladores	$2,54 \times 10^5$	0,3356	$3,02 \times 10^5$	0,3989
f_5 : Custo dos Capacitores	$2,36 \times 10^4$	0,0887	$2,33 \times 10^4$	0,0876
Função	valor	pu	valor	pu
f_6 : Máxima Sobrecarga	1877,31	0,0678	989,7187	0,1325
f_7 : Estabilidade de Tensão	0,9873	0,7192	0,9080	0,7820
Custo Total \$ / [pu]	$5,20 \times 10^9$	1,7920	$2,29 \times 10^9$	2,0489

SIMULAÇÃO III			SIMULAÇÃO IV		SIMULAÇÃO V	
Função	\$	pu	\$	pu	\$	pu
f_1	$2,03 \times 10^9$	0,5740	$2,09 \times 10^9$	0,5900	$2,10 \times 10^9$	0,5935
f_2	0	0	0	0	0	0
f_3	0	0	0	0	0	0
f_4	$3,17 \times 10^5$	0,4179	$2,41 \times 10^5$	0,3177	$2,41 \times 10^5$	0,3177
f_5	$2,96 \times 10^4$	0,1113	$2,90 \times 10^4$	0,1090	$2,96 \times 10^4$	0,1133
Função	valor	pu	valor	pu	valor	Pu
f_6	177,0906	0,7403	2298,40	0,0570	2314,47	0,0566
f_7	0,9873	0,7192	0,9873	0,7192	0,9869	0,7195
\$ / [pu]	$2,03 \times 10^9$	2,5628	$2,09 \times 10^9$	1,7930	$2,09 \times 10^9$	1,7986

FONTE: O autor (2017)

Nesse *pool* de soluções do Cenário II, verifica-se que otimizando o índice de estabilidade de tensão ($\omega_7 = 1$), f_7 obtém uma progressão superior a todas as simulações do cenário I, de 0,8992 para 0,9873.

Analisando os resultados da Tabela 32, verifica-se também que nesse *pool*

- a simulação I obteve o menor valor global em pu, mas não necessariamente o menor custo, o maior carregamento ou o melhor IET em relação às outras simulações, sendo inclusive a única que não zerou as quedas de tensão;
- a simulação III é a que registrou o menor custo total em relação às outras simulações, no entanto é a que apresenta o pior desempenho relativo ao máximo carregamento;
- ainda observando a simulação III, esta registrou o melhor progresso do IET, no entanto, o máximo carregamento não acompanhou este patamar de melhora, tendo um aumento discreto em relação ao estado inicial da rede, de 131,10 pu para 177,09 pu.

As Tabelas 33 e 34 exibem, respectivamente, os BCs e os RTs que foram alocados pelo AG para cada uma das 05 simulações do Cenário II. A indicação de (*) refere-se ao tronco principal e a indicação de (–) às extremidades do sistema.

Na simulação I, o AG optou por inserir 03 RTs e 02 BCs, na simulação II por 04 RTs e 02 BCs, na simulação III por inserir 04 RTs e 03 BCs, na simulação IV por 03 RTs e 03 BCs, e finalmente, na simulação V por 03 RTs e 03 BCs.

TABELA 33 – BCs ALOCADOS NO CENÁRIO II – 70 BARRAS

SIMULAÇÃO I			SIMULAÇÃO II			SIMULAÇÃO III		
Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]
17*	300	12,7	25*	300	12,7	5 *	150	12,7
61	1300	12,7	64	1250	12,7	16*	300	12,7
x	x	x	x	x	x	61	1150	12,7
Total	1550	x	x	1450	x	x	1600	x

SIMULAÇÃO IV			SIMULAÇÃO V		
Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]
12*	300	x	23*	300	12,7
61	400	x	56	150	12,7
65	550	x	63	1150	12,7
Total	1250	x	x	1600	x

FONTE: O autor (2017)

TABELA 34 – RTs ALOCADOS NO CENÁRIO II – 70 BARRAS

		SIMULAÇÃO I				SIMULAÇÃO II				SIMULAÇÃO III	
De	Para	Corrente [A]	Tap	De	Para	Corrente [A]	Tap	De	Para	Corrente [A]	Tap
5*	6*	150	1,0475	10*	11*	50	1,0221	5*	6*	150	1,0475
9*	10*	150	1,0152	22*	23*	50	1,0101	14*	15*	50	1,0258
27 [~]	28 [~]	50	1,0469	54	55	100	1,0222	55	56	100	1,0224
x	x	x	x	57	58	100	1,0230	60	61	100	1,0085
Total	x	350	x	Total	x	300	x	Total	x	400	x

		SIMULAÇÃO IV				SIMULAÇÃO V	
De	Para	Corrente [A]	Tap	De	Para	Corrente [A]	Tap
5*	6*	150	1,0475	5	6	150	1,0474
11*	12*	50	1,0207	11	12	50	1,0196
57	58	100	1,0428	58	59	100	1,0491
x	x	x	x	x	x	x	x
Total	x	300	x	Total	x	300	x

FONTE: O autor (2017)

Analisando os resultados das Tabelas 33 e 34, verifica-se que nesse *pool* de soluções

- a simulação III foi a que dispendeu a maior quantidade de *kvar* dos BCs e também a menor quantidade de *A* dos RTs, alocando dispositivos tanto no tronco principal quanto nas ramificações. Obteve

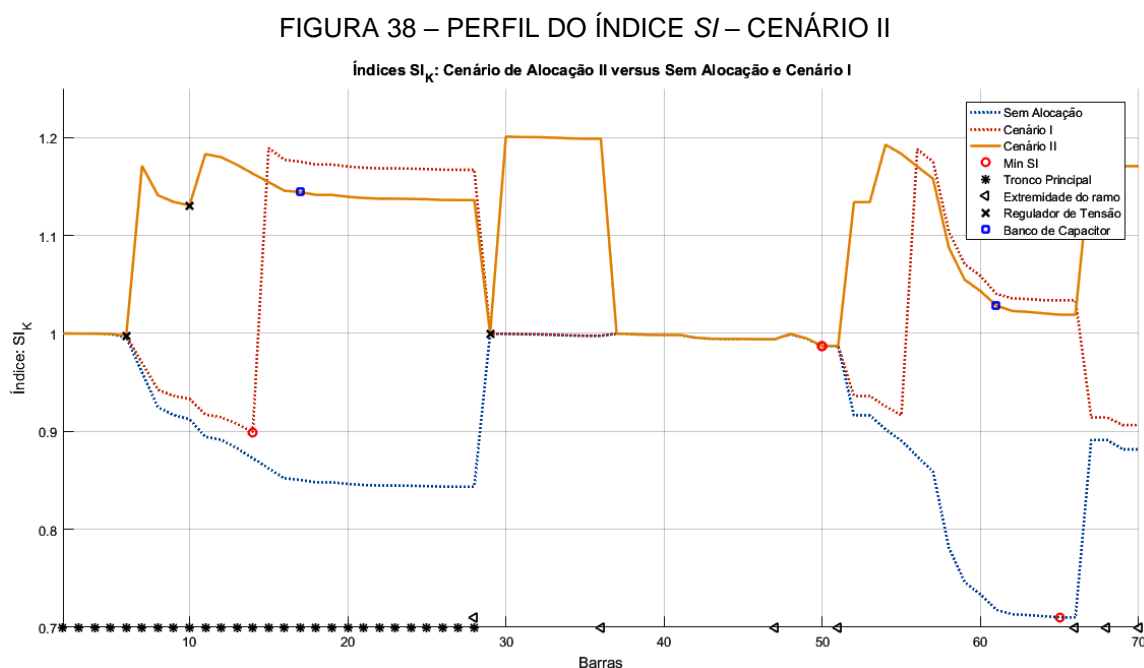
também a maior redução das perdas e o menor custo global das funções.

COMPORTAMENTO DO ÍNDICE SI_k – CENÁRIO II – 70 barras

A Figura 38 apresenta o comportamento dos índices SI_k da rede com as alocações do cenário II (simulação I) conjuntamente o perfil sem alocação e com a alocação do cenário I. A barra de menor SI_k da rede do cenário II é a barra 50 e o índice varia de 0,9873 a 1,2009. Estão indicados também a posição dos reguladores de tensão e do banco de capacitores instalados, bem como o menor valor do índice SI_k , as barras que formam os extremos e aquelas que pertencem ao tronco principal.

Depreende-se da Figura 38 que o AG optou por inserir reguladores no tronco principal e que os BCs tiveram papel complementar, modificando a inclinação do perfil da curva – evitando menores patamares para o SI_k .

Do ponto de vista da estabilidade de tensão, o cenário I trata de uma resposta natural, consequência da redução das perdas e da minimização das violações e quedas de tensão, uma vez que não se buscou a otimização de f_7 . Já no Cenário II, o resultado da inclusão do peso $\omega_7 = 1$ é visualmente preponderante na melhora comparativa com o cenário I.



FONTE: O autor (2017)

5.2.2.3 CENÁRIO III

O problema de otimização do cenário III engloba além dos critérios tradicionais, a nova função f_6 , que é o máximo carregamento. A parametrização dos sinais permissivos de funções é dada por $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = 1 = \omega_6 = 1$ e $\omega_7 = 0$. É presumível uma melhora mais pronunciada nesse quesito comparativamente ao cenário I. A Tabela 35 apresenta as melhores gerações e tempos totais das simulações e a Tabela 36 os resultados, destacando a simulação de menor valor global em pu (obtido na simulação V).

TABELA 35 – INDIVÍDUO, GERAÇÃO E Δt_{simu} – CENÁRIO III

Simulação	I	II	III	IV	V
Geração	2159	1730	2990	2999	2542
Indivíduo	3	5	8	7	9
Δt_{simu}	25h43min	21h28min	24h25min	25h19min	27h14min

FONTE: O autor (2017)

TABELA 36 – SIMULAÇÕES DO CENÁRIO III – 70 BARRAS

SIMULAÇÃO I			SIMULAÇÃO II	
Função	\$	pu	\$	pu
f_1 : Perdas Elétricas	$2,09 \times 10^9$	0,5903	$2,30 \times 10^9$	0,6517
f_2 : Quedas de Tensão	0	0	0	0
f_3 : Violações de Tensão	0	0	0	0
f_4 : Custo dos Reguladores	$2,41 \times 10^5$	0,3177	$2,26 \times 10^5$	0,2986
f_5 : Custo dos Capacitores	$2,96 \times 10^4$	0,1112	$2,83 \times 10^4$	0,1064
Função	valor	pu	valor	pu
f_6 : Máxima Sobrecarga	1748,54	0,0749	2046,19	0,0640
f_7 : Estabilidade de Tensão	0,9873	0,7192	0,7735	0,9180
Custo Total \$ / [pu]	$2,09 \times 10^9$	1,8134	$2,31 \times 10^9$	2,0389

SIMULAÇÃO III			SIMULAÇÃO IV		SIMULAÇÃO V	
Função	\$	pu	\$	pu	\$	pu
f_1	$2,29 \times 10^9$	0,6488	$2,11 \times 10^9$	0,5980	$2,00 \times 10^9$	0,5664
f_2	$6,27 \times 10^{10}$	0,0151	0	0	0	0
f_3	0	0	0	0	0	0
f_4	$2,54 \times 10^5$	0,3356	$2,41 \times 10^5$	0,3177	$2,41 \times 10^5$	0,3177
f_5	$3,07 \times 10^4$	0,1154	$2,96 \times 10^4$	0,1113	$2,94 \times 10^4$	0,1105
Função	valor	pu	valor	pu	valor	pu

f_6	2046,98	0,0640	1906,96	0,0688	2278,50	0,057
f_7	0,7852	0,9044	0,9363	0,7583	0,9689	0,7228
$\$/ [pu]$	$8,56 \times 10^9$	2,0834	$2,31 \times 10^9$	1,8540	$2,00 \times 10^9$	1,7850

FONTE: O autor (2017)

Nesse *pool* de soluções do cenário III, verifica-se que otimizando o máximo carregamento ($\omega_6 = 1$), f_6 (2278,50 pu) obtém uma progressão superior em relação ao cenário I (1339,79 pu) e também superior em relação ao cenário II (1877,31 pu) – sempre considerando os cenários de menor valor global.

Analisando os resultados da Tabela 36, verifica-se também que nesse *pool*

- a simulação V zerou as parcelas relacionadas às quedas e violações de tensão e possibilitou a maior redução das perdas, o que impactou diretamente na estabilidade de tensão e no carregamento admissível, registrando o maior dos progressos para f_6 . Tais melhoras foram realizadas a um custo competitivo em relação aos demais cenários, o que implicou ainda em um menor custo total – sendo assim, por todos os aspectos, trata-se de uma melhor solução que as outras simulações deste cenário.

As Tabelas 37 e 38 exibem, respectivamente, os BCs e os RTs que foram alocados pelo AG para cada uma das 05 simulações do cenário III. A indicação de (*) refere-se ao tronco principal e a indicação de (–) às extremidades do sistema. Em todas as simulações, o AG optou por inserir 03 RTs e 03 BCs.

TABELA 37 – BCs ALOCADOS NO CENÁRIO III – 70 BARRAS

SIMULAÇÃO I			SIMULAÇÃO II			SIMULAÇÃO III		
Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]
23	300	12,7	11	150	12,7	10	300	12,7
48	150	12,7	16	300	12,7	18	300	12,7
62	1150	12,7	65	850	12,7	61	1000	12,7
Total	1600	x	x	1300	x	x	1600	x

SIMULAÇÃO IV			SIMULAÇÃO V		
Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]
16	150	12,7	9	300	12,7
58	300	12,7	21	150	12,7
61	1150	12,7	61	1100	12,7
Total	1600	x	x	1550	x

FONTE: O autor (2017)

TABELA 38 – RTs ALOCADOS NO CENÁRIO III – 70 BARRAS

SIMULAÇÃO I				SIMULAÇÃO II				SIMULAÇÃO III							
De		Para		Corrente [A]		Tap		De		Para		Corrente [A]		Tap	
5		6		150		1,0444		10		11		50		0,9720	
57		58		100		1,0354		39		40		50		1,0160	
62		63		50		1,0229		55		56		100		1,0748	
Total		x		300		x		Total		x		200		x	

SIMULAÇÃO IV				SIMULAÇÃO V											
De		Para		Corrente [A]		Tap		De		Para		Corrente [A]		Tap	
8		9		150		1,0639		6		7		150		1,0478	
11		12		50		1,0055		11		12		50		1,0199	
58		59		100		1,0051		57		58		100		1,0406	
Total		x		300		x		Total		x		300		x	

FONTE: O autor (2017)

Analisando os resultados das Tabelas 37 e 38, verifica-se que nesse *pool* de soluções

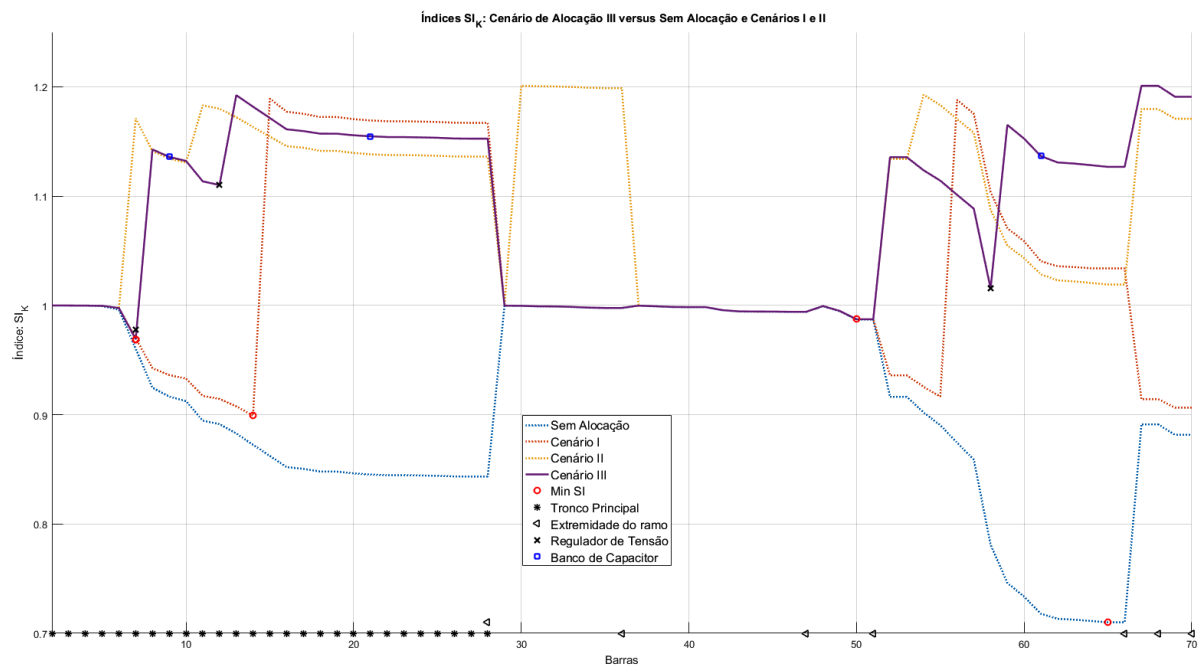
- a simulação II foi a mais econômica em termos de quantidade de *kvar* dos BCs e também a menor em quantidade de *A* dos RTs, no entanto, apresentou o maior custo anualizado relativo às perdas elétricas;

- a simulação V obteve a maior redução das perdas e zerou as quedas e violações de tensão, tendo-o feito a um custo competitivo em relação às outras simulações, se configurando como a simulação de menor valor global em pu.

COMPORTAMENTO DO ÍNDICE SI_k – CENÁRIO III

A Figura 39 inspeciona o comportamento dos índices SI_k da rede com as alocações do cenário III (simulação V) conjuntamente com a rede sem e com alocação dos cenários I e II. A barra de menor SI_k da rede do cenário III é a barra 7 e o índice varia de 0,9869 a 1,2009. Estão indicados a posição dos reguladores de tensão e do banco de capacitores instalados, bem como o menor valor do índice SI_k , as barras que formam os extremos e aquelas que pertencem ao tronco principal.

FIGURA 39 – PERFIL DO ÍNDICE SI – CENÁRIO III



FONTE: O autor (2017)

Por não considerar f_7 na otimização, o AG não ajustou o (SI_k) que ocorreu precocemente na barra 7, isto é, poderia tê-lo feito adiantando o regulador de tensão para a linha entre as barras 5 e 6, tal qual no cenário II. No entanto, mesmo o AG não buscando otimizar SI_k , mas apenas maximizar a sobrecarga admissível

conjuntamente com os critérios tradicionais, o índice de estabilidade de tensão progrediu naturalmente, sendo um pouco menor que o valor registrado no cenário II.

5.2.2.4 CENÁRIO IV

O problema de otimização do cenário IV engloba conjuntamente os critérios tradicionais, a função f_6 do máximo carregamento e a função f_7 do índice de estabilidade de tensão. A parametrização dos sinais permissivos do conjunto de funções é dada por $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_5 = 1 = \omega_6 = \omega_7 = 1$. A Tabela 39 apresenta as melhores gerações e tempos totais das simulações e a Tabela 40 demonstra os resultados, destacando (sombreamento em cinza) a simulação de menor valor global em pu , que neste caso é a simulação III.

TABELA 39 – INDIVÍDUO, GERAÇÃO E Δt_{simu} – CENÁRIO IV

Simulação	I	II	III	IV	V
Geração	2531	2653	1836	2880	1572
Indivíduo	7	7	8	5	9
Δt_{simu}	21h55min	22h34min	27h13min	35h33min	36h56min

FONTE: O autor (2017)

Nesse *pool* de soluções do cenário IV, verifica-se que otimizando o máximo carregamento e o índice de estabilidade de tensão conjuntamente ($\omega_6 = \omega_7 = 1$), f_7 registrado é 0,9873, que é o mesmo valor do cenário II, e f_7 vale 1296,73 pu, que é o menor dos cenários ótimos até o momento.

Analisando os resultados da Tabela 40, verifica-se também que nesse *pool*

- a simulação III apresenta o menor valor global em pu, mas este valor não corresponde aos menores valores individuais das funções, apresentando inclusive custos de quedas de tensão.
 - o valor global de 1,7522 pu, no entanto, é o menor dentre os quatro cenários, sendo condizente com o esperado ao selecionar todas as funções para otimização.

TABELA 40 – SIMULAÇÕES DO CENÁRIO IV – 70 BARRAS

SIMULAÇÃO I			SIMULAÇÃO II	
Função	\$	pu	\$	pu
f_1 : Perdas Elétricas	$2,05 \times 10^9$	0,5798	$2,26 \times 10^9$	0,6384
f_2 : Quedas de Tensão	0	0	0	0
f_3 : Violações de Tensão	0	0	0	0
f_4 : Custo dos Reguladores	$2,41 \times 10^5$	0,3177	$2,41 \times 10^5$	0,3177
f_5 : Custo dos Capacitores	$2,96 \times 10^4$	0,1112	$2,96 \times 10^4$	0,1112
Função	valor	pu	valor	pu
f_6 : Máxima Sobrecarga	2302,02	0,0569	1728,18	0,07586
f_7 : Estabilidade de Tensão	0,9873	0,7192	0,886359	0,8011
Custo Total \$ / [pu]	$2,05 \times 10^9$	1,7849	$2,26 \times 10^9$	1,9447

SIMULAÇÃO III			SIMULAÇÃO IV		SIMULAÇÃO V	
Função	\$	pu	\$	pu	\$	pu
f_1	$2,12 \times 10^9$	0,5986	$2,10 \times 10^9$	0,5928	$2,02 \times 10^9$	0,5702
f_2	$3,38 \times 10^9$	0,0082	$9,89 \times 10^8$	0,0024	0	0
f_3	0	0	0	0	0	0
f_4	$1,79 \times 10^5$	0,2364	$2,41 \times 10^5$	0,3177	$2,55 \times 10^5$	0,3367
f_5	$2,36 \times 10^4$	0,0887	$2,96 \times 10^4$	0,1113	$3,05 \times 10^4$	0,1147
Função	valor	pu	valor	pu	valor	pu
f_6	1296,73	0,1011	2266,27	0,0579	1731,12	0,0757
f_7	0,9873	0,7192	0,9685	0,7331	0,9696	0,7323
\$ / [pu]	$5,49 \times 10^9$	1,7522	$3,09 \times 10^9$	1,8151	$2,02 \times 10^9$	1,8296

FONTE: O autor (2017)

As Tabelas 41 e 42 exibem, respectivamente, os BCs e os RTs que foram alocados pelo AG para cada uma das 05 simulações do cenário IV. A indicação de (*) refere-se ao tronco principal e a indicação de (–) às extremidades do sistema. Em todas as simulações o AG optou por inserir 03 RTs e 03 BCs, com exceção da simulação III que inseriu 02 RTs e 02 BCs.

TABELA 41 – BCs ALOCADOS NO CENÁRIO IV – 70 BARRAS

SIMULAÇÃO I			SIMULAÇÃO II			SIMULAÇÃO III		
Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]
13 *	150	12,7	10 *	300	12,7	15*	300	12,7
23 *	300	12,7	22 *	150	12,7	60	1300	12,7
60	1150	12,7	60	1150	12,7	x	x	x
Total	1600	x	x	1600	x	x	1600	x

SIMULAÇÃO IV			SIMULAÇÃO V		
Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]	Barra	Potência [kvar]	Tensão [kV]
11*	300	12,7	13*	450	12,7
21*	150	12,7	61	1000	12,7
62	1150	12,7	66 [†]	150	12,7
Total	1600	x	x	1600	x

FONTE: O autor (2017)

Analisando os resultados das Tabelas 41 e 42, verifica-se que neste *pool* de soluções

- em termos de quantidade de *kvar* dos BCs todas as funções utilizaram-se do mesmo total, e em termos de ampères dos RTs a simulação 05 foi a maior, sendo esta simulação também a única a inserir BC na extremidade (barra 66);
- houve equilíbrio nos dimensionamentos dos equipamentos entre as simulações, no entanto, a simulação II conseguiu resultados mais híbridos – não foi a que mais reduziu as perdas, tão pouco as quedas de tensão, mas logrou êxito na estabilidade de tensão e equilíbrio nos custos dos equipamentos e maximização do carregamento admissível.

TABELA 42 – RTs ALOCADOS NO CENÁRIO IV – 70 BARRAS

SIMULAÇÃO I				SIMULAÇÃO II				SIMULAÇÃO III			
De	Para	Corrente [A]	Tap	De	Para	Corrente [A]	Tap	De	Para	Corrente [A]	Tap
5	6	150	1,0474	1	8	150	1,0167	5	6	150	1,0412
11	12	50	1,0163	2	11	50	1,0061	9	10	150	1,0184
57	58	100	1,0404	57	58	100	1,0288	x	x	x	x
Total	x	300	x	Total	x	300	x	Total	x	300	x

SIMULAÇÃO IV				SIMULAÇÃO V			
De	Para	Corrente [A]	Tap	De	Para	Corrente [A]	Tap
6	7	150	1,0541	6	7	150	1,0384
11	12	50	1,0131	7	8	150	1,0215
60	61	100	1,0010	58	59	100	1,0354
Total	x	300	x	Total	x	400	x

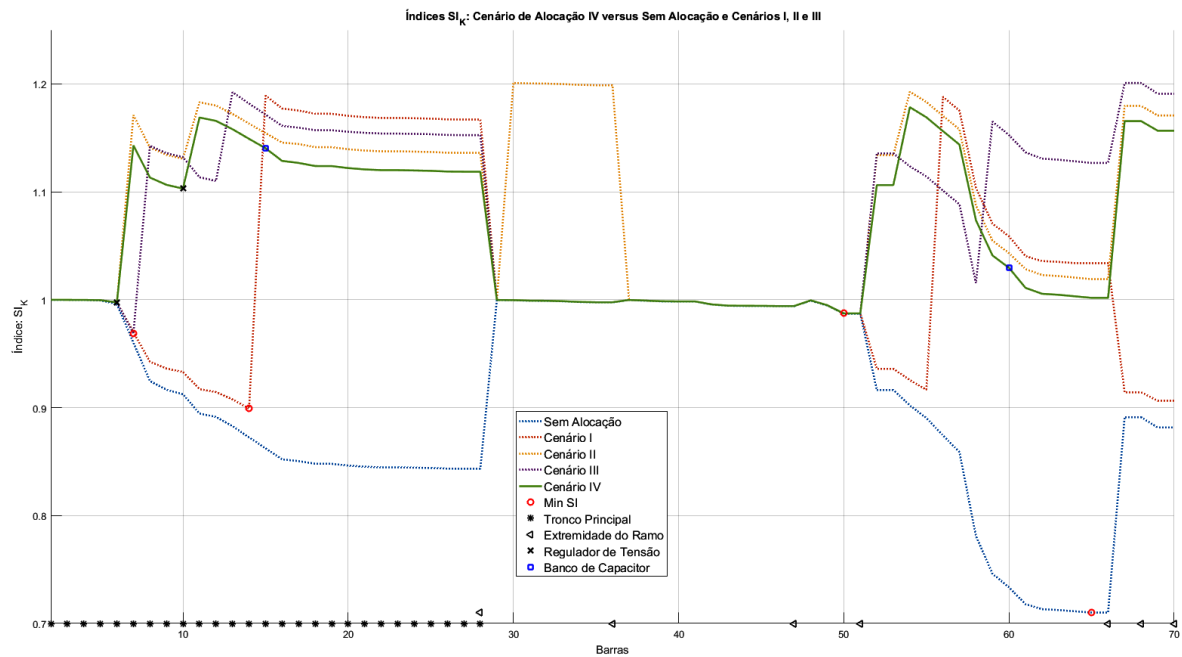
FONTE: O autor (2017)

COMPORTAMENTO DO ÍNDICE SI_k – CENÁRIO IV

A Figura 40 39 inspeciona o comportamento dos índices SI_k da rede com as alocações do cenário IV (simulação III) conjuntamente com a rede sem e com alocações dos cenários I, II e III. Estão indicados também a posição dos reguladores de tensão e do banco de capacitores instalados, bem como o menor valor do índice SI_k , as barras que formam os extremos e aquelas que pertencem ao tronco principal.

A barra de menor SI_k da rede do cenário IV é a barra 50 e o índice varia de 0,9873 a 1,1784, ocorrendo $\max(SI_k)$ de forma idêntica ao cenário II (mesma barra e magnitude). Em termos da quantidade de dispositivos alocados – 02 BCs e 02 RTs, este caso foi o mais econômico, mesmo a configuração englobando mais funções objetivo, sendo:

- os RTs inseridos nas mesmas posições prognosticadas no cenário II (entre as barras 5-6 e 9-10);
- as posições dos BCs (15 e 60) muito próximas das inserções do cenário I (14 e 60).

FIGURA 40 – PERFIL DO ÍNDICE SI – CENÁRIO IV

FONTE: O autor (2017)

5.2.2.5 BREVES COMENTÁRIOS SOBRE AS ALOCAÇÕES

Para facilitar a visualização, os resultados das alocações dos quatro cenários do sistema de 70 barras estão aglutinados na Tabela 43.

TABELA 43 – RESUMO DOS RESULTADOS – SISTEMA DE 70 BARRAS

Função	Cenário I	Cenário II	Cenário III	Cenário IV
f_1 : Perdas Elétricas	$2,17 \times 10^9$	$2,04 \times 10^9$	$2,00 \times 10^9$	$2,12 \times 10^9$
f_2 : Quedas de Tensão	0	$9,05 \times 10^9$	0	$3,38 \times 10^9$
f_3 : Violações de Tensão	0	0	0	0
$f_4 + f_5$: Custo de equipamentos	180400	277600	270400	202600
f_6 : Máxima Sobrecarga	1339,79	1877,31	2278,50	1296,73
f_7 : Estabilidade de Tensão	0,8992	0,9873	0,9689	0,9873

FONTE: O autor (2017)

A alocação fornecida pelo cenário III concede os mais acentuados aumentos de sobrecarga e diminuição de perdas comparativamente com os cenários I, II e IV – resultando uma operação sem violações dos limites, sem quedas de tensão e com aumento significativo do valor do IET. Apesar de implicar um custo de instalação maior que os cenários I e IV, este custo é pequeno em relação ao aumento da receita devido à diminuição anual das perdas.

Assim, recomenda-se o uso dos novos critérios adicionais ao problema de otimização de BCs e RTs a fim de aprofundar o leque de possibilidades avaliadas pelo planejador. A escolha na etapa de planejamento deve ser alicerçada nos objetivos técnicos considerados preponderantes para a ocasião. Por exemplo:

- se a preocupação maior for com as receitas, a alocação do cenário III é a mais atrativa, pois o ganho anual com a redução das perdas é grande, sendo possível ainda um bom patamar de carregamento admissível;
- mas, se a preocupação maior for com o custo de instalação de equipamentos, o cenário III deve ser evitado, em virtude de incorrer um custo aproximadamente 50% maior que o cenário I.

Dessa forma, não há uma resposta considerada definitivamente melhor dentre os quatro cenários. As simulações constituem uma ferramenta de suporte à tomada de decisão do planejador. Sua escolha fica vinculada ao uso e planos de expansão do sistema, isto é, se existe previsão da conexão de novas cargas ou extensão da rede, se há limitação de orçamento para aquisição de equipamentos ou mesmo se o interesse maior é a maximização da receita.

Além disto, pode-se ainda refletir que a inserção do máximo carregamento no estudo é uma forma de levar em consideração a sobrevida da rede e que a inserção da análise de estabilidade de tensão permite flexibilizar o estudo da barra mais crítica, sendo que os dois critérios se fortalecem mutuamente.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÃO

Esse trabalho propôs a introdução de dois novos critérios de otimização aos já tradicionais critérios propostos na literatura para a solução do problema de alocação de BCs e RTs em redes de distribuição.

Os dois novos critérios inseridos e analisados são referentes à estabilidade de tensão (determinação de índice que avalie a proximidade ao colapso de tensão) e máximo carregamento admissível (determinação do valor total que pode ser adicionado à carga atual do sistema).

Da literatura, foram escolhidos para discussão, dois índices de análise de estabilidade de tensão: Índice L_j de Kessel e Glavitsch (1986) e índice SI_k de Chakravorty e Das (2001). O índice L_j envolve conceitos matemáticos mais complexos que o índice SI_k , pois é calculado com base nos elementos da Matriz de Impedância ($X = Y_{barra}^{-1}$) e estes elementos para um sistema de distribuição radial podem ser difíceis de serem determinados. Por tal motivo, ele foi descartado, tendo sido utilizado o índice SI_k pela simplicidade de cálculo e por ter sido formulado especificamente para sistemas radiais de distribuição.

Já o máximo carregamento foi formulado tal como proposto em Aman *et al.* (2014), ou seja, pela aplicação do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) cuja função objetivo é a maximização da carga.

A implementação computacional destes critérios permitiu analisar as hipóteses elencadas no Capítulo 5, as quais estão resumidas na Tabela 44.

TABELA 44 – ANÁLISE DAS HIPÓTESES INICIAIS

Nº	Hipótese	Análise
I	Sistemas mais carregados possuem índices de estabilidade mais próximos do colapso de tensão	Foram analisadas três situações que indicam um comportamento linear do índice SI de acordo com o carregamento (Figuras 20 e 32).
II	As perdas elétricas influenciam, mas não tão fortemente, a estabilidade de tensão	Vide a seguir as <i>considerações sobre as perdas</i> .

As alocações de BCs e RTs permitem à rede elétrica:		
III	uma maior sobrecarga admissível	Em todos os cenários simulados houve aumento da sobrecarga admissível do sistema após alocação dos equipamentos.
IV	redução das perdas elétricas	Em todos os cenários simulados houve redução das perdas elétricas após alocação dos equipamentos.
V	adequar o perfil de tensão, reduzir as violações e quedas de tensão	As simulações mostraram que a inserção de BCs e RTs modificam o perfil de tensão e que a alocação destes dispositivos fazem a queda e a violação de tensão da rede serem reduzidas na maioria das simulações (Tabelas 17, 28, 32, 36, 40).
VI	melhorar o índice de estabilidade de tensão	Após a inserção de BCs, o índice SI_K melhorou para todas as barras (Figura 26) e globalmente em todas as simulações (Tabelas 17, 28, 32, 36, 40).
VII	o aumento da sobrecarga admissível, no entanto não implica em um mesmo patamar de melhora do IET	Como discutido no Cenário II do sistema de 70 barras (Tabela 32) em que um nível de progresso das condições de estabilidade não indicou um mesmo nível de progresso do carregamento admissível.

FONTE: O autor (2017)

CONSIDERAÇÕES SOBRE AS PERDAS - Para a simulação da formulação proposta, foram utilizados os sistemas testes de 11 e 70 barras, sendo que na avaliação do sistema de:

- 11 barras, quando da aplicação do GCM, verificou-se que na
 - otimização exclusiva de f_1 (perdas), isto é $w_1 = 1$ e $w_n = 0 \forall n \in \{2,3,4,5,6,7\}$, essa variou de 2,75 para 2,23 (10^9 \$), redução de 19%, e o índice SI melhorou de 0,7903 para 0,8777;
 - otimização exclusiva f_7 (índice de estabilidade de tensão), isto é, $w_7 = 1$ e $w_n = 0 \forall n \in \{1,2,3,4,5,6\}$, SI melhorou de 0,7903 para 1,0266, mas as perdas pioraram de 2,75 para 6,01 (10^9 \$).
- 70 barras, verificou-se que
 - no cenário III, Tabela 36, todas as simulações zeraram as parcelas referentes às quedas de tensão, mas as simulações I e V apresentaram as maiores reduções das perdas, contribuindo para os melhores IETs.

Portanto, a redução das perdas contribui, mas não tão fortemente para a melhora do índice de estabilidade de tensão. A recíproca, no entanto, não é verdadeira – uma melhora da estabilidade não significa redução de perdas.

As parcelas da função objetivo foram normalizadas para que, através de seus respectivos sinais permissivos, fosse possível determinar a ativação de cada uma delas. Para aplicação do método do critério global é necessário o cálculo de f_n^{min} e f_n^{max} para cada uma das funções – conforme Tabela 9, o que demanda simulações particulares, ou seja, fazendo $\omega_n = 1$ para determinada função e $\omega_n = 0$ para as demais, $n \in \{1, 2, 3, 6, 7\}$. Por esse motivo, atrelado ao tempo de cada simulação, para o sistema de 70 barras não foi aplicado o GCM, o método foi aplicado para o sistema de 11 barras quando da alocação exclusiva de BCs (seção 5.1.3.1).

A carga foi considerada constante para as simulações, e assim os cálculos dos custos anualizados de f_6 e f_7 consideram que os dispositivos uma vez escolhidos são invariáveis, isto é, dimensionado e ajustado o regulador, são inalterados seus comutadores de *tap* e os BCs são de potência fixa. Ainda foi considerada que a rede possui uma topologia fixa dos alimentadores e que, uma vez definida a geração na unidade geradora, não há variação da excitação de campo e nem variação de potência ativa.

Porém, o problema da estabilidade de tensão, além de ser afetado pelo nível de carregamento e topologia da rede, essencialmente é relativo a inabilidade do suporte de reativos para a manutenção das tensões. Na prática, as cargas são dinâmicas e a manutenção da tensão é realizada por ajustes de *taps* ao longo do dia e pelo controle automático de excitação do gerador síncrono.

O gerador possui limitações inerentes à sua curva de capacidade, podendo ser levado a operar em um ponto limite de fornecimento das potências requeridas, o que afetaria diretamente a otimização do IET. Essa restrição foi desconsiderada no modelo, ao serem liberados os limites de geração da barra 1 na formulação computacional do FPO do Mínimo Desvio de Tensão Especificada.

Dessa forma, os limites do máximo carregamento foram dados pela

configuração da rede e nível de carregamento do sistema. Inserir um modelo teórico de limitação de geração poderia conduzir a soluções mais refinadas, ao condicionar que o AG tenha de buscar soluções que compensem também o esgotamento do suporte de reativos e, decorrentes desse fato, corrija possíveis afundamentos de tensão, restrição do IET e carregamento.

Das simulações com 70 barras, foi visto que a partir do efeito combinado da alocação de BCs e RTs, assim como no perfil de tensão, é possível ajustar os intervalos de variação do índice de Chakravorty, dado que o RT translada verticalmente e o BC modifica a inclinação da curva de SI_K (vide sistema de 70 barras, cenário I).

A vinculação dos tradicionais critérios da qualidade de energia às avaliações do progresso da estabilidade de tensão e da margem de máximo carregamento do sistema mostrou-se assertiva, dada a melhora global de todas as funções, sem que essa vinculação resultasse em custos de equipamentos excessivos.

A Tabela 45 auxilia esse entendimento, ela recorda os resultados das funções do sistema de 70 barras sem alocação e dos cenários I (sem ω_6 e ω_7), II (com ω_6) e III (com ω_7).

TABELA 45 – RESULTADOS DO SISTEMA DE 70 BARRAS

Cenário	f_1	f_2	f_3	f_4	f_5	f_6	f_7	\$
SEM	$3,54 \cdot 10^9$	$4,14 \cdot 10^{11}$	$9,19 \cdot 10^8$	0	0	131	0,710	$4,19 \cdot 10^{11}$
I	$2,17 \cdot 10^9$	0	0	$1,51 \cdot 10^5$	$2,94 \cdot 10^4$	1339	0,899	$2,17 \cdot 10^9$
II	$2,04 \cdot 10^9$	$9,05 \cdot 10^9$	0	$2,54 \cdot 10^5$	$2,36 \cdot 10^4$	1877	0,987	$5,20 \cdot 10^9$
III	$2,00 \cdot 10^9$	0	0	$2,41 \cdot 10^5$	$2,94 \cdot 10^4$	2278	0,968	$2,00 \cdot 10^9$

FONTE: O autor (2017)

Portanto, os novos critérios de otimização propostos revelaram ser concordantes com os critérios tradicionais, isto é, os benefícios da inserção dos dispositivos reguladores foram compartilhados entre as funções. Tal fato propiciou (a) uma condição operativa mais segura, (b) com maiores possibilidades de

carregamento e (c) com efetiva redução de custos de transporte dos fluxos (minimização de perdas) e das multas (quedas e violações de tensão), advindos da melhora da qualidade de energia.

Salienta-se que para sistemas com maior número de barras, o tempo de simulação pode ser uma característica limitante, o que impossibilita a aplicação em tempo real da técnica proposta, encontrando melhor emprego na etapa de planejamento e pré-operação.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

A Tabela 46 apresenta sugestões para trabalhos futuros. Os itens dessa tabela podem ser segmentados de acordo com as características que visam aprimorar, ou seja:

- modelos de representação: I, II, V, VII e VIII;
- métodos para solução: III, IV, VI;
- sistemas para teste: IX.

TABELA 46 – SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Nº	O que fazer	Como fazer	Por que fazer
I	Implementar o segundo método para cálculo de L_j usando informações dos geradores	Conforme a equação (24), $L_j = \left 1 + \frac{V_{0j}}{\underline{V}_j} \right $	Comparar resultados, uma vez que nesse trabalho foi utilizado o modelo que usa informações das cargas
II	Implementar outros índices de estabilidade de tensão	Conforme compêndio da Tabela 2 (24 índices)	Comparar outros índices com resultados de L_j e SI_k
III	Implementar outros métodos determinísticos para o cálculo do máximo carregamento	Conforme descrito no Capítulo 2, isto é, Método da Continuação (<i>Continuation Power Flow - CPF</i>) e Fluxo de Potência Repetido (<i>Repeated Power Flow - RPF</i>)	Para, se possível, avaliar e comparar a eficiência dos métodos

IV	Incluir os limites de segurança da rede nas restrições de desigualdade do Fluxo de Potência Ótimo (FPO)	Restrições dos índices de estabilidade de tensão, $IET_{min} \leq IET_k \leq IET_{max}$	Garantir soluções limitadas a intervalos de operação considerados seguros
V	Introduzir novos parâmetros do ponto de vista do balanço de energia na formulação do problema	Formulação matemática, por exemplo, da geração distribuída	Analisar a influência na QEE e, particularmente, nos IETs e no máximo carregamento
VI	Aplicar outras técnicas metaheurísticas no processo de busca da solução	Busca tabu, <i>simulated annealing</i> , colônia de formigas ou nuvem de partículas	Para, se possível, comparar o desempenho e resultados
VII	Aplicar outros modelos para representação da carga, além do modelo estático de potência constante	Modelos de corrente constante, de impedância constante, modelo ZIP, e representações dinâmicas	Aprimorar a representação do comportamento da carga
VIII	Expandir a aplicação do modelo computacional para outros sistemas testes	Sistemas testes do IEEE e representativos de regiões do sistema brasileiro	Testar a robustez do método em sistemas de mais barras
IX	Incluir limitação de geração na barra do sistema radial	Curva de capacidade teórica, ou simplificada restrições de potência ativa e reativa	Verificar os efeitos do esgotamento de suporte de reativos no IET e no máximo carregamento, bem como analisar as inserções definidas pelo AG neste cenário

FONTE: O autor (2017)

REFERÊNCIAS

- AFAGHZADEH, H.; VALIPOOR, K.; EBTEHAJ, M. Optimal capacitor placement with consideration of voltage source harmonic distortion effect on radial distribution networks using binary particle swarm optimization (BPSO). **IEEE. Electrical Power Distribution Networks (EPDC), 2011. 16th Electrical Power Distribution Conference**, p. 1–6, 2011.
- AJJARAPU, V. **Computational techniques for voltage stability assessment and control**. 1º ed. Springer US, 2007.
- ALLEN J. WOOD; BRUCE F. WOLLENBERG; GERALD B. SHEBL. **Power Generation, Operation and Control**. 3º ed. John Wiley & Sons, 2013.
- ALTHOWIBI, F. A.; MUSTAFA, M. W. Maximum power systems loadability to detect voltage collapse. **Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2010 4th International**, p. 49–52, 2010. IEEE.
- ALTHOWIBI, F. A.; MUSTAFA, M. W. Power system network sensitivity to voltage collapse. **Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO)**, p. 379–383, 2012. IEEE International.
- ALVES, R. P. **Alocação ótima de reguladores de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais usando uma formulação linear inteira mista**, 2012. Universidade Estadual Paulista - UNESP.
- AMAN, M. M.; JASMON, G. B.; BAKAR, A. H. A.; MOKHLIS, H.; KARIMI, M. Optimum shunt capacitor placement in distribution system - A review and comparative study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 429–439, 2014. Elsevier.
- ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica), 2016.
- BALAMOUGAN, V.; SIDHU, T. S.; SACHDEV, M. S. Technique for online prediction of voltage collapse. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 151, n. 4, p. 453–460, 2004.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989.
- BHESDADIYA, R. H.; PATEL, R. M. Review of available transfer capability calculation methods. **International Conference on Electrical, Electronics, Signals, Communication and Optimization (EESCO)**, 2015. IEEE.
- CARDET, C. E. D. **Analysis on voltage stability indices**, 2010. RWTH Aachen

University.

CARPINELLI, G.; NOCE, C.; PROTO, D.; VARILONE, P. Voltage regulators and capacitor placement in three-phase distribution systems with non-linear and unbalanced loads. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, v. 7, n. 4, 2010.

CHAKRAVORTY, M.; DAS, D. Voltage stability analysis of radial distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 23, n. 2, p. 129–135, 2001.

CHATTOPADHYAY, TAPAN KUMAR AND BANERJEE, SUMIT AND CHANDA, C. K. Impact of distributed generator on voltage stability analysis of distribution networks under critical loading conditions. **Power and Energy Systems Conference: Towards Sustainable Energy**, p. 1–5, 2014. IEEE.

CHIANG, H. D.; FLUECK, A. J.; SHAH, K. S.; BALU, N. CPFLOW: a practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 623–634, 1995.

COPEL. Recomendações Básicas para a Aplicação de Bancos de Capacitores em Alimentadores. , 1992. Norma Técnica, Curitiba: COPEL - Companhia Paranaense de Energia.

DANISH, M. S. S. **Voltage Stability in Electric Power System: A Practical Introduction**. Logos Verlag Berlin GmbH, 2015.

DEB, K. **Multi-objective optimization using evolutionary algorithms**. John Wiley & Sons, 2001.

EJEBE, G. C.; TONG, J. Method for voltage stability analysis of power systems. **US Patent 5,745,368**, 1998. Google Patents.

EL-FERGANY, A. A.; ABDELAZIZ, A. Y. Capacitor placement for net saving maximization and system stability enhancement in distribution networks using artificial bee colony-based approach. **International Journal of Electrical Power**, v. 54, p. 235–243, 2014. Elsevier.

FERNANDES, T. S. P. **Um modelo de despacho ótimo de potência para sistemas multi-usuários**, 2004. Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 48, p. 123–130, 2013.

- GONG, Y.; SCHULZ, N.; GUZMÁN, A.; GUZMAN, A. Synchrophasor-based real-time voltage stability index. **Power Systems Conference and Exposition**, p. 1029–1036, 2006. IEEE.
- GÖZEL, T.; EMINOGLU, U.; HOCAOGLU, M. H. A tool for voltage stability and optimization (VS&OP) in radial distribution systems using matlab graphical user interface (GUI). **Simulation Modelling Practice and Theory**, v. 16, n. 5, p. 505–518, 2008.
- GUIPING, D.; YUANZHAN, S.; JIAN, X. A new index of voltage stability considering distribution network. **Power and Energy Engineering Conference**, 2009.
- HAMOUD, G. Assessment of available transfer capability of transmission systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 1, p. 27–32, 2000.
- HAQUE, M. H. Use of local information to determine the distance to voltage collapse. **Power Engineering Conference**, p. 407–412, 2007. IEEE.
- HARZING, A.-W. **The publish or perish book: Your guide to effective and responsible citation analysis**. 1º ed. Tarma Software Research Pty Ltd, 2011.
- HE, T.; KOLLURI, S.; MANDAL, S.; GALVAN, F.; RASTGOUFARD, P. Identification of weak locations in bulk transmission systems using voltage stability margin index. **International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**, p. 1–6, 2004.
- I. SMON; VERBIC, G.; GUBINA, F. Local voltage-stability index using tellegen's Theorem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 3, p. 1267–1275, 2006.
- IEEE-PSSC. Final draft: voltage stability assessment, procedures and guides. **Power System Stability Committee (IEEE-PSSC)**, 1999.
- INJETI, S. K.; THUNUGUNTLA, V. K.; SHAREEF, M. Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 69, p. 441–455, 2015.
- IRISARRI, G. D.; WANG, X.; TONG, J.; MOKHTARI, S. Maximum loadability of power systems using interior point non-linear optimization method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 162–172, 1997.
- ISODA, L. Y. **Análise da Estabilidade Estática de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência Usando uma Rede Neural Baseada na Teoria da Ressonância Adaptativa**, 2009. UNESP.

- JIZHONG, Z. **Optimization of power system operation**. 2^o ed. IEEE Press, 2015.
- KESSEL, P.; GLAVITSCH, H. Estimating the Voltage Stability of a Power System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. PWRD-1, n. 3, p. 346–354, 1986.
- KUMAR, A.; SRIVASTAVA, S. C. AC power transfer distribution factors for allocating power transactions in a deregulated market. **IEEE Power Engineering Review**, v. 22, n. 7, p. 42–43, 2002.
- KUMAR, J.; KUMAR, A. Multi-transactions ATC determination using PTDF based approach in deregulated markets. **India Conference (INDICON)**, p. 1–6, 2011.
- KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. **IEEE transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004.
- LACHOVICZ, F. J. **Impactos da inserção de geração fotovoltaica no planejamento de reativo em redes de distribuição**, 2016. Universidade Federal do Paraná - UFPR.
- LATON, M.; MUSIRIN, I.; ABDUL-RAHMAN, T. Voltage Stability Assessment via Continuation Power Flow Method. **JOURNAL OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC SYSTEMS RESEARCH**, v. 1, p. 71–78, 2008.
- LOF, P.-A.; SMED, T.; ANDERSSON, G.; HILL, D. J. Fast calculation of a voltage stability index. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 54–64, 1992.
- M. H. GRAVENER; NWANKPA, C.; YEOH, T.-S. ATC computational issues [electricity supply]. **Proceedings of the 32nd Annual Hawaii International**, p. 6, 1999.
- M. MOGHAVVEMI; FARUQUE, M. O. Technique for assessment of voltage stability in ill-conditioned radial distribution network. **IEEE Power Engineering Review**, v. 21, p. 58–60, 2001.
- MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N. Allocation and integrated configuration of capacitor banks and voltage regulators considering multi-objective variables in smart grid distribution system. **9th Industry Applications (INDUSCON)**, p. 1–6, 2010.
- MENDOZA, J. E.; MORALES, D. A.; LOPEZ, R. A.; et al. Multiobjective location of automatic voltage regulators in a radial distribution network using a micro genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 404–412, 2007.
- MODARRESI, J.; GHOLIPOUR, E.; KHODABAKHSHIAN, A. A comprehensive review of the voltage stability indices. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 63, p. 1–12, 2016.
- MOGHAVVEMI, M.; FARUQUE, O. Real-time contingency evaluation and ranking technique. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 145,

n. 5, p. 517–524, 1998.

MOHAMED, A.; JASMON, G.; YUSOFF, S. A static voltage collapse indicator using line stability factors. **Journal of industrial technology**, v. 7, n. 1, p. 73–85, 1986.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. Edgard Blucher, 1983.

MUKAKA, M. A guide to appropriate use of correlation coefficient in medical research. **Malawi Medical Journal**, v. 24, n. 3, p. 69–71, 2012.

MURTY, P. S. R. **Operations & Control In Power Systems**. 1^o ed. Bsp, 2005.

MUSIRIN, I.; RAHMAN, T. K. A. Novel fast voltage stability index (FVSI) for voltage stability analysis in power transmission system. **Research and Development**, p. 265–268, 2002. IEEE.

NELSON KAGAN; HERNÁN PRIETO SCHMIDT; CARLOS C. BARIONI DE OLIVEIRA; HENRIQUE KAGAN. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. 1^o ed. Blucher, 2009.

NIKNAM, T.; NARIMANI, M. R.; AZIZIPANAH-ABARGHOOEE, R. A multi-objective fuzzy adaptive pso algorithm for location of automatic voltage regulators in radial distribution networks. **International Journal of Control, Automation and Systems**, v. 10, n. 4, p. 772–777, 2012.

NIZAM, M.; MOHAMED, A.; HUSSAIN, A. Performance evaluation of voltage stability indices for dynamic voltage collapse prediction. **Journal of Applied Sciences**, v. 6, n. 5, p. 1104–1113, 2006. Asian Network for Scientific Information.

OU, Y.; SINGH, C. Assessment of available transfer capability and margins. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 2, p. 463–468, 2002.

PEREIRA, C. A. .; CASTRO, C. A. Optimal placement of voltage regulators in distribution systems. **PowerTech, IEEE Bucharest**, p. 1–5, 2009.

PEREIRA, G. M. DOS S. **Alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão em redes elétricas inteligentes desbalanceadas**, 2015. Universidade Federal do Paraná.

PÉREZ-LONDOÑO, S.; RODRÍGUEZ, L. F.; OLIVAR, G. A Simplified Voltage Stability Index (SVSI). **International Journal of Electrical Power**, v. 63, p. 806–813, 2014. Elsevier.

PRABHA KUNDUR. **Power System Stability And Control**. McGraw-Hill Education, 1994.

PRAKASH, K.; SYDULU, M. Particle swarm optimization based capacitor placement

on radial distribution systems. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, p. 1–5, 2007.

Publish or Perish 4 User's Manual. Manual de Instruções, Tarma Software Research, 2016.

RAMADAN, H. A.; WAHAB, M. A. A.; EL-SAYED, A.-H. M.; HAMADA, M. M. A fuzzy-based approach for optimal allocation and sizing of capacitor banks. **Electric Power Systems Research**, v. 106, p. 232–240, 2014.

SANDRO CORSI. **Voltage control and protection in electrical - from system components to wide-area**. 1º ed. Springer-Verlag London, 2015.

SAUER, P. W.; PAI, M. Power system dynamic equilibrium, power flow, and steady-state stability. **Real-time stability in power systems: techniques for early detection of the risk of blackout**. 2º ed, p.1–26, 2014. Springer.

SEYDEL, R. **Practical Bifurcation and Stability Analysis**. 3º ed. Springer, 2010.

SINGH, S. P.; RAO, A. R. Optimal allocation of capacitors in distribution systems using particle swarm optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 1267–1275, 2012.

SOUZA, B. A. DE; ALMEIDA, A. M. F. DE. Multiobjective optimization and fuzzy logic applied to planning of the volt/var problem in distributions systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 3, p. 1274–1281, 2010.

SUBRAMANI, C.; DASH, S. S.; BHASKAR, M. A. Line outage contingency screening and ranking for voltage stability assessment. **Power Systems. ICPS'09 International Conference**, p. 1–5, 2009. IEEE.

SUMATHI, S.; L. ASHOK KUMAR; SUREKHA. P. **Computational Intelligence Paradigms for Optimization Problems Using MATLAB ® /SIMULINK ®**. CRC Press, 2016.

SZUVOVIVSKI, I. **Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo**, 2008. Universidade Federal do Paraná - UFPR.

SZUVOVIVSKI, I.; FERNANDES, T. S. P.; AOKI, A. R. Simultaneous allocation of capacitors and voltage regulators at distribution networks using genetic algorithms and optimal power flow. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 40, n. 1, p. 62–69, 2012.

T. K. A. RAHMAN; JASMON, G. B. A new technique for voltage stability analysis in a power system and improved loadflow algorithm for distribution network. **Energy**

Management and Power Delivery. Proceedings of EMPD. International Conference, v. 2, p. 714–719, 1995.

TAYLOR, R. Interpretation of the correlation coefficient: a basic review. **Journal of diagnostic medical sonography**, v. 6, n. 1, p. 35–39, 1990.

TIRANUCHIT, A.; THOMAS, R. J. A posturing strategy against voltage instabilities in electric power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 1, p. 87–93, 1988.

TIWARI, R.; NIAZI, K. R.; GUPTA, V. Line collapse proximity index for prediction of voltage collapse in power systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 41, n. 1, p. 105–111, 2012. Elsevier.

VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, C. **Voltage stability of electric power systems**. Springer Science & Business Media, 2007.

VERBIC, G.; GUBINA, F. A New Concept of Voltage-Collapse Protection Based on Local Phasors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 2, p. 576–581, 2004.

WANG, L.; LIU, Y.; LUAN, Z. Power transmission paths based voltage stability assessment. **IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific**, p. 1–5, 2005.

WANG, Y.; WANG, C.; LIN, F.; et al. Incorporating generator equivalent model into voltage stability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4857–4866, 2013.

WISZNIEWSKI, A. New criteria of voltage stability margin for the purpose of load shedding. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 3, p. 1367–1371, 2007.

YANG, C. F.; LAI, G. G.; LEE, C. H.; SU, C. T.; CHANG, G. W. Optimal setting of reactive compensation devices with an improved voltage stability index for voltage stability enhancement. **International Journal of Electrical Power**, v. 37, n. 1, p. 50–57, 2012. Elsevier.

YAZDANPANAHOHARRIZI, A.; ASGHARI, R. A novel line stability index (NLSI) for voltage stability assessment of power systems. **Proceedings of the 7th WSEAS International Conference on Power Systems, Beijing, China**, p. 164–167, 2007.

ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; HONÓRIO, L. M.; TORRES, G. L.; LAMBERT-TORRES, G. Increasing the loadability of power systems through optimal-local-control actions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 188–194, 2004.

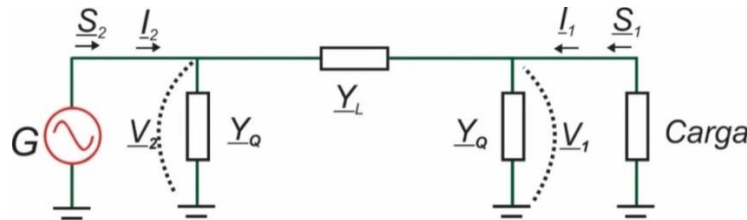
ANEXO A – CARACTERIZAÇÃO DO ÍNDICE L

O ponto de partida para determinação dos limites de variação do índice L de Kessel e Glavitsch é o circuito equivalente da Figura A1, que representa um simples sistema de potência composto por 2 barras e que pode ser estudado analiticamente.

$$\begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} \quad (A.1)$$

Destacando que \dot{Y}_{11} é a admitância própria da barra 1, ou seja $\dot{Y}_{11} = \dot{Y}_Q + \dot{Y}_L$, e \dot{Y}_{12} é a admitância comum entre a barra 1 e 2, tal que $\dot{Y}_{12} = -\dot{Y}_L$, em que \dot{Y}_Q e \dot{Y}_L representam, respectivamente, as admitâncias *shunt* e série do modelo π equivalente.

FIGURA A.1 – MODELO π – SISTEMA EQUIVALENTE DE CARGA E GERAÇÃO



Fonte: Adaptado de Kessel e Glavitsch (1986)

A corrente \dot{I}_1 pode ser representada de duas maneiras:

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{S}_1^*}{\dot{V}_1} \quad (A.2)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{Y}_{11} \cdot \dot{V}_1 + \dot{Y}_{12} \cdot \dot{V}_2 \quad (A.3)$$

Sendo assim, a seguinte igualdade é válida:

$$\dot{Y}_{11} \cdot \dot{V}_1 + \dot{Y}_{12} \cdot \dot{V}_2 = \frac{\dot{S}_1^*}{\dot{V}_1} \quad (A.4)$$

Multiplicando os termos de (A.4) por $\frac{\dot{V}_1^*}{\dot{Y}_{11}}$

$$|\dot{V}_1|^2 + \frac{\dot{V}_1^*}{\dot{Y}_{11}} \cdot \dot{Y}_{12} \cdot \dot{V}_2 = \frac{\dot{V}_1^*}{\dot{Y}_{11}} \cdot \frac{\dot{S}_1^*}{\dot{V}_1} \quad (A.5)$$

Define-se a tensão equivalente $\dot{V}_0 = \frac{\dot{Y}_{12}}{\dot{Y}_{11}} \cdot \dot{V}_2$, isto é, $\dot{V}_0 = \frac{-\dot{Y}_L}{\dot{Y}_Q + \dot{Y}_L} \cdot \dot{V}_2$, a equação

(A.5) pode ser escrita como:

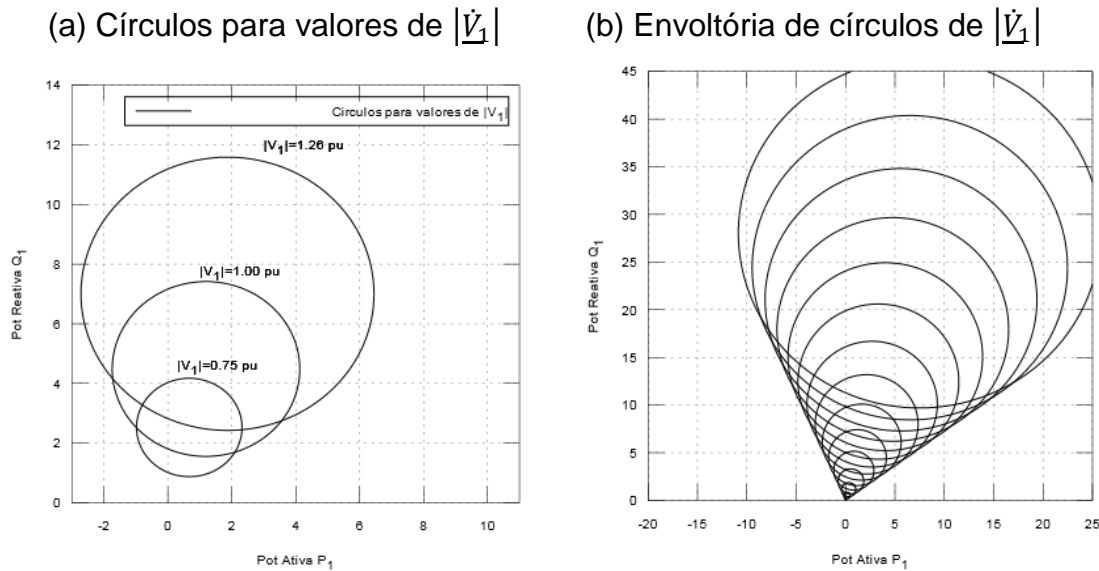
$$|\underline{\dot{V}}_1|^2 + \underline{\dot{V}}_0 \cdot \underline{\dot{V}}_1^* = \frac{\dot{S}_1^*}{\underline{\dot{Y}}_{11}} \quad (\text{A.6})$$

$$\underline{\dot{Y}}_{11}^* \cdot |\underline{\dot{V}}_1|^2 + \underline{\dot{Y}}_{11}^* \cdot \underline{\dot{V}}_0 \cdot \underline{\dot{V}}_1^* = \dot{S}_1^* \quad (\text{A.7})$$

$$|\underline{\dot{Y}}_{11}^*| \cdot |\underline{\dot{V}}_0| \cdot |\underline{\dot{V}}_1^*| = |\dot{S}_1^* - \underline{\dot{Y}}_{11}^* \cdot |\underline{\dot{V}}_1|^2| \quad (\text{A.8})$$

O lugar geométrico de (A.8) são círculos concêntricos no plano complexo de \dot{S}_1 (abscissa é P_1 e ordenada é Q_1) centralizada em $\underline{\dot{Y}}_{11}^* \cdot |\underline{\dot{V}}_1|^2$ cujo raio é $|\underline{\dot{Y}}_{11}^*| \cdot |\underline{\dot{V}}_0| \cdot |\underline{\dot{V}}_1^*|$, como pode ser observado na Figura A.2 .

FIGURA A.2 – CÍRCULOS PARA VALORES DE $|\underline{\dot{V}}_1|$



Fonte: Adaptado de Kessel e Glavitsch (1986)

Variando o valor de $|\underline{\dot{V}}_1|$ um conjunto de círculos é produzido. A união destes círculos define o espaço de estado factível. A envoltória desse espaço define o limite de estabilidade do sistema equivalente de duas barras. Fora desta curva não há soluções fisicamente possíveis.

Retomando a equação (A.7), a mesma pode ser posta na forma:

$$|\underline{\dot{V}}_1|^2 + \underline{\dot{V}}_0 \cdot \underline{\dot{V}}_1^* = \frac{\dot{S}_1^*}{\underline{\dot{Y}}_{11}} = a_1 + j.b_1 \quad (\text{A.9})$$

A solução analítica de (A.9) é:

$$|\underline{\dot{V}}_1| = \sqrt{\frac{|\underline{\dot{V}}_0|^2}{2} + a_1} \pm \sqrt{\frac{|\underline{\dot{V}}_0|^4}{4} + a_1 \cdot |\underline{\dot{V}}_0|^2 - b_1^2} \quad (\text{A.10})$$

No limite de estabilidade, ou seja, no ponto crítico do joelho da curva P-V, sabe-se que, como descrito no Capítulo 2, que $|\underline{\dot{V}}_1|$ possui uma única solução, ou seja, de (A.10):

$$\frac{|\underline{\dot{V}}_0|^4}{4} + a_1 \cdot |\underline{\dot{V}}_0|^2 - b_1^2 = 0 \quad (\text{A.11})$$

Matematicamente, a equação (A.11) pode ser colocada na forma:

$$Re \left\{ \frac{\underline{\dot{V}}_1}{\underline{\dot{V}}_0} \right\} = -0,5 \quad (\text{A.12})$$

O que, com o auxílio de uma transformação complexa, pode ser equacionado como:

$$\left| 1 + \frac{\underline{V}_0}{\underline{V}_1} \right| = 1 \quad (\text{A.13})$$

Dessa forma, no limite de estabilidade o índice determinado por $L = \left| 1 + \frac{\underline{V}_0}{\underline{V}_1} \right|$ vale 1. Sendo assim, para uma operação estável (operação no interior da envoltória do limite de estabilidade), conclui-se que $L \leq 1$.

Para um sistema de n barramentos, conforme demonstrado no Capítulo 2, a estrutura do índice L é idêntica à equação (A.13), mudando apenas o cálculo da tensão equivalente $\underline{\dot{V}}_0$.

ANEXO B – FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O objetivo do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é encontrar a configuração ótima de uma rede elétrica que otimize a função objetivo do sistema – tal como custo total de geração, perdas elétricas ou desvio de tensão, baseadas na manipulação de diferentes variáveis de controle (potência ativa, potência reativa, nível de tensão, configurações de *tap*). De acordo com a função objetivo escolhida, há diferentes formulações para o FPO, que pode ser classificado conforme a Tabela B.1 .

TABELA B.1 – CLASSIFICAÇÃO DO FPO

Classificação	Características
Problema Linear	Função objetivo e restrições são dadas na forma linear com variáveis de controle contínuas.
Problema Não-Linear	Função objetivo ou restrições, ou ambas, são dadas na forma não-linear com variáveis de controle contínuas.
Misto-Inteiro	Problemas Lineares com variáveis de controle discretas e contínuas.

FONTE: Adaptado de Jizhong (2015)

B.1 REPRESENTAÇÃO DO FPO

$$\begin{aligned}
 & \min f.o & (B.1) \\
 \text{sujeito a:} & \\
 & P_i = Pg_i - Pd_i & \left. \begin{array}{l} \text{Restrições de} \\ \text{Igualdade} \end{array} \right\} & (B.2) \\
 & Q_i = Qg_i - Qd_i & & (B.3) \\
 & Pg_{i\min} \leq Pg_i \leq Pg_{i\max} & & (B.4) \\
 & Qg_{i\min} \leq Qg_i \leq Qg_{i\max} & \left. \begin{array}{l} \text{Restrições de} \\ \text{Desigualdade} \end{array} \right\} & (B.5) \\
 & V_i \min \leq V_i \leq V_i \max & & (B.6) \\
 & \alpha_i \min \leq \alpha_i \leq \alpha_i \max & & (B.7)
 \end{aligned}$$

Em que, Pg_i e Pd_i representam as potências ativas e reativas geradas na barra i , e os subscritos *min* e *max* referem-se aos limites inferiores e superiores das restrições de desigualdade, respectivamente.

B.1.1 EQUACIONAMENTO DA FUNÇÃO OBJETIVO

Com o passar dos anos, diferentes funções objetivos foram propostas, as restrições e o tamanho dos sistemas também cresceram. Algumas das formulações mais comuns da função objetivo são apresentadas na Tabela B.2 .

TABELA B.2 – FUNÇÕES OBJETIVO DO FPO

Função-Objetivo	Formulação Matemática	Notação
Mínimo Custo de Geração Ativa	$f.o = \sum_{i \in G} P g_i \times C(P g_i)$	G : geradores controláveis de potência ativa; $P g_i$: geração ativa do gerador i ; $C(P g_i)$: custo de geração ativa do gerador i .
Mínima Perda	$f.o = \sum_{k,m \in L} P_{km} + P_{mk}$	L : conjunto das linhas do sistema.
Mínimo Desvio de Tensão Especificada	$f.o = \sum_{k \in nb} \rho \times (V_i - V_i^0)^2$	nb : conjunto das barras do sistema; ρ : peso associado ao desvio de tensão; V_i : tensão na barra i ; V_i^0 : tensão inicial na barra i .

FONTE: Adaptado de Szuovivski (2008)

B.2 RESOLUÇÃO DO FPO VIA MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES VERSÃO PRIMAL-DUAL

O FPO é um problema de otimização que necessita de uma técnica eficiente e de rápida convergência. Como o Método dos Pontos Interiores Versão Primal-Dual com Barreira Logarítmica apresenta bom desempenho, o mesmo foi utilizado.

De forma geral, o FPO pode ser representado por:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(x) & (B.8) \\ \text{sujeito a:} & \\ & g(x) = 0 & (B.9) \\ & h^{\min} \leq h(x) \leq h^{\max} & (B.10) \end{aligned}$$

O método do pontos interiores consiste em (ALLEN J. WOOD *et al.*, 2013):

- converter em igualdade as restrições de desigualdade usando a técnica de adicionar variáveis de folga.
- adicionar a função penalidade à função objetivo.

$$\begin{aligned} & \text{Min } f_{\mu} = f(x) - \mu^k \times \sum_{i=1}^{n \text{ ineq}} \ln(s_i) & (B.11) \\ \text{sujeito a:} & \\ & g(x) = 0 & (B.12) \\ & h(x) + s = 0 & (B.13) \end{aligned}$$

onde

μ é o parâmetro de barreira que deve ser positivo e deve decrescer até 0, sendo k o contador de iterações e $n \text{ ineq}$ o número de restrições de igualdade.

O Lagrangeano relativo ao problema agora assume a forma:

$$L_{\mu} = f(x) - \mu^k \times \sum_{i=1}^{n \text{ ineq}} \ln(s_i) + \lambda^T \times g(x) + \Pi \times (h(x) + s) \quad (B.14)$$

Em que λ e Π são os multiplicadores de Lagrange associados, respectivamente, às restrições de igualdade e de desigualdade.

$$\begin{aligned} & \text{Min } L_{\mu} = f(x) - \mu^k \times \sum_{i=1}^{n \text{ ineq}} \ln(s_i) + \lambda^T \times g(x) + \Pi \times (h(x) + s) & (B.15) \\ \text{sujeito a:} & \\ & s \geq 0 \text{ e } \Pi \geq 0 & (B.16) \end{aligned}$$

O Método de Pontos Interiores se baseia em obter uma solução que é um ponto estacionário, isto é, que obedeça às condições necessárias (mas não suficientes) de Karush-Kuhn-Tucker (KKT).

$$\nabla_x L_\mu = \nabla_x \times f(x) + \nabla_x \times g(x) \times \lambda + \nabla_x \times h(x) \times \Pi \quad (\text{B.17})$$

$$\nabla_\lambda L_\mu = g(x) = 0 \quad (\text{B.18})$$

$$\nabla_\Pi L_\mu = h(x) + s = 0 \quad (\text{B.19})$$

$$\nabla_s L_\mu = -\mu^k \times S^{-1} \times e + \Pi \quad (\text{B.20})$$

$$s \geq 0 \text{ e } \Pi \geq 0 \quad (\text{B.21})$$

onde

$$S = \text{diag}(s)$$

e : vetor unitário de dimensão igual a do vetor s e Π .

Para a resolução da função Lagrangeana deve-se seguir as etapas dadas pela Tabela B.3.

TABELA B.3 – ETAPAS DO MÉTODO PRIMAL-DUAL DE PONTOS INTERIORES

I	Inicializar as variáveis	<p>Estimativa inicial de forma que as variáveis estejam no intervalo das restrições de igualdade</p> <ul style="list-style-type: none"> • parâmetro barreira μ é inicializado com um valor pequeno, por exemplo, 0,01 • variáveis de otimização são inicializadas como sendo a metade dos seus valores máximo e mínimo • a partir de (C.20) calcula-se Π • λ estima-se valores quaisquer
II	Método de Newton	$W \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta \Pi \\ \Delta s \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_x \times f(x) + \nabla_x \times g(x) \times \lambda + \nabla_x \times h(x) \times \Pi \\ g(x) \\ h(x) + s \\ -\mu^k \times S^{-1} \times e + \Pi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla_x L_\mu \\ \nabla_\lambda L_\mu \\ \nabla_\Pi L_\mu \\ \nabla_s L_\mu \end{bmatrix}$ <p>Em que W é a matriz derivada segunda do Lagrangeano</p>

III	Atualização das variáveis Primais e Duais	<p>A cada iteração é determinado o comprimento dos passos primais α_p e α_d de forma que as variáveis de folga sejam positivas:</p> $\alpha_p = \min[\min_{\Delta S_i^{max} < 0} \frac{-s_i^{max}}{\Delta S_i^{max}}, \min_{\Delta S_i^{min} < 0} \frac{-s_i^{min}}{\Delta S_i^{min}}, 1]$ $\alpha_d = \min[\min_{\Delta \Pi_i^{max} < 0} \frac{-\Pi_i^{max}}{\Delta \Pi_i^{max}}, \min_{\Delta \Pi_i^{min} < 0} \frac{-\Pi_i^{min}}{\Delta \Pi_i^{min}}, 1]$
IV	Atualização do Parâmetro de Barreira	<p>O cálculo de μ é baseado no decréscimo do <i>gap</i> de dualidade</p> $\mu = \frac{(s^{max})^t \times \Pi^{max} - (s^{min})^t \times \Pi^{min}}{2 \times n \times \beta}$ <p>Em que n é o número total de variáveis primais e duais e β é o fator de aceleração ($\beta > 1$)</p>
V	Critério de convergência	$\mu \leq \varepsilon_\mu \quad \text{e} \quad \max \nabla L _\infty \leq \varepsilon_L$ <p>Em que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $\nabla L _\infty$: norma infinita do gradiente da função Lagrangeana • ε_L tolerância de $\nabla L _\infty$ • ε_μ tolerância do parâmetro de barreira

Fonte: Adaptado de Fernandes (2004)

ANEXO C – ALGORITMOS GENÉTICOS

C.1 ALGORITMOS EVOLUTIVOS E ALGORITMOS GENÉTICOS

Os algoritmos evolutivos (AEs) são uma família de algoritmos de busca probabilística que simulam o processo de seleção natural baseado na evolução Darwiniana. Estas técnicas computacionais combinam conceitos da ciência da computação, evolução genética natural e matemática e envolvem um procedimento de busca iterativa para obter a solução a partir de uma população inicial.

Um ponto positivo na utilização da computação evolutiva, conforme Nelson Kagan *et al.* (2009), está na possibilidade de resolver um problema pelo seu simples equacionamento matemático, sem a necessidade de indicar explicitamente os passos até os resultados (que seriam específicos para cada caso).

A cada iteração, as soluções com melhores características são selecionadas e as piores negligenciadas. As soluções são recombinadas para formar um novo conjunto de possíveis soluções. As características são estimadas em relação à medida da função *fitness* (SUMATHI *et al.*, 2016).

Nos AEs, a mutação também pode ser aplicada para modificar os elementos. A mutação e o cruzamento são conhecidos como “operadores genéticos”. Após várias iterações, a população contém as melhores soluções que as das gerações anteriores e esses indivíduos tendem a “sobreviver”. Um código básico para (AE) é:

```
Inicializar a população de indivíduos
  while não atingir a convergência
    Seleção
    Operadores Genéticos
    Avaliação
  Teste de convergência
```

Historicamente três algoritmos evolutivos foram desenvolvidos independentemente, conforme Tabela C.1.

TABELA C.1 – ETAPAS PRIMAL DUAL DE PONTOS INTERIORES

Algoritmos Genéticos	Programação Evolutiva	Estratégias Evolutivas
Introduzidos por Holland em 1975 com objetivo de formalizar matematicamente processos de adaptação em sistemas naturais.	Introduzidos por Fogel foi proposto como uma técnica para criar inteligência artificial através de máquinas de estado finito.	Por Rechenberg e Schwefel foram propostas com o objetivo de solucionar problemas de otimização tanto discretos como contínuos.

Fonte: Adaptado de Nelson Kagan *et al.* (2009)

C.1.1 ALGORITMOS GENÉTICOS

Segundo Nelson Kagan *et al.* (2009), a motivação para uso dos AGs advém de sua potencialidade como técnica de otimização que combina intrinsecamente procedimentos de busca direcionada e aleatória de modo a ser obtido o ponto ótimo de cada função, mesmo quando esta apresenta características não lineares, múltiplos picos e descontinuidades. Em relação à configuração das redes elétricas, a motivação advém da dimensão do problema em função do número de variáveis envolvidas.

Os algoritmos genéticos (AGs) são usados para avaliar a *fitness* de todos os indivíduos da população. Uma vez que a *fitness* é avaliada, uma nova população é criada pela performance de operadores, tais como, cruzamento, reprodução e mutações. A cada geração, uma nova população é formada. AG utiliza o cruzamento como operador principal e mutação como operador secundário. Um código básico para o AG é:

```

Inicializar a população P(0)
Avaliar a população P(0)
  while a fitness solution não é encontrada
    for cada indivíduo da população
      t=t+1
      Gerar a população P(t) a partir de P(t-1)
      Avaliar a fitness para cada indivíduo de P(t)
      Seleção
      Recombinação
      Mutação
      Inserir novos "filhos" na população
    end for
  end while

```

A codificação é representada por um *string* (ou cromossomo) que é o elemento que deve ter uma relação explícita com os parâmetros do problema. A *string*

é composta por diversos *bits* (ou genes), e cada *bit* pode assumir o valor de 0 ou 1 e ocupa uma posição na *string* (*locus*). O procedimento de codificação dos AGs usa a representação binária independentemente das variáveis de decisão do problema a ser resolvido, sendo essa uma característica muito significativa.

Uma população inicial (conjunto de *strings*) é randomicamente gerada. O número de indivíduos deve ser fixado. Depois da codificação, a *fitness function* (função de avaliação) é aplicada a cada indivíduo da população para determinar a qualidade da solução codificada. As populações evoluem de geração em geração através de operadores genéticos.

O próximo passo é a seleção, na qual um par de indivíduos é escolhido para reproduzir a próxima geração de “filhos”. Os novos filhos são colocados na população e o processo se repete até a *fit solution* ser determinada (SUMATHI *et al.*, 2016).

A Tabela C.2 apresenta resumidamente as principais características do Algoritmo Genético. Em relação aos operadores genéticos, os mais comuns são:

- seleção: os indivíduos são escolhidos para a próxima geração pela avaliação da *fitness*;
- cruzamento: aplicados aleatoriamente aos pais (par de *strings*) para reproduzir;
- mutação: modifica probabilisticamente os valores dos genes do indivíduo.

TABELA C.2 – CARACTERÍSTICAS DO ALGORITMO GENÉTICO

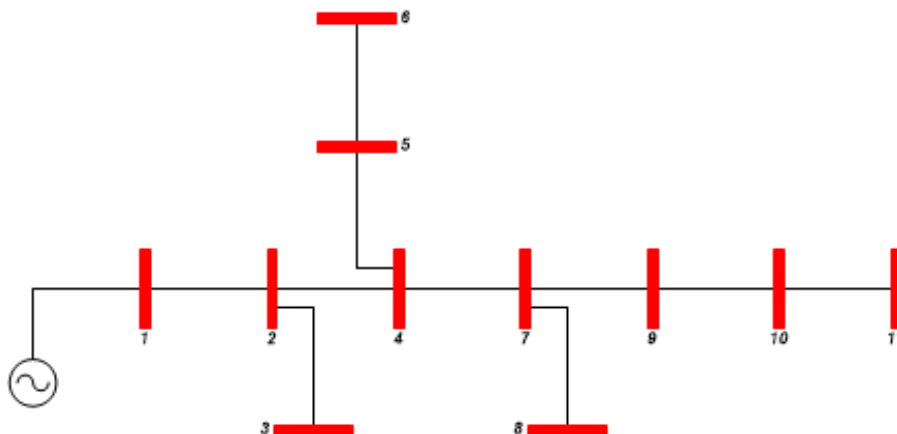
Operadores	Parâmetros	Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Cruzamento • Mutação • Seleção • Inversão 	<ul style="list-style-type: none"> • Tamanho da população • Número de gerações • Taxa de cruzamento • Taxa de mutação 	<ul style="list-style-type: none"> • AGs são eficientes quando a análise matemática não é possível • Depende apenas das regras internas do próprio sistema • Utilizam regras de transição probabilísticas no espaço de busca e não regras determinísticas 	<ul style="list-style-type: none"> • AGs podem convergir para um ótimo local em vez de um ótimo global se a <i>fitness function</i> não for satisfatoriamente descrita • Para alguns problemas simples algoritmos podem encontrar soluções melhores que AGs

Fonte: Adaptado de Sumathi *et al.* (2016)

ANEXO D – DADOS DOS SISTEMAS

D.1 SISTEMA DE 11 BARRAS

FIGURA D.1 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 11 BARRAS



FONTE: Adaptado de Baran e Wu (1989)

TABELA 47 – DADOS DAS CARGAS PARA O SISTEMA DE 11 BARRAS

Barra	P [kW]	Q [kvar]
1	0	0
2	500	218
3	800	349
4	600	262
5	100	44
6	400	174
7	1.000	436
8	500	218
9	1.200	523
10	600	262
11	300	131

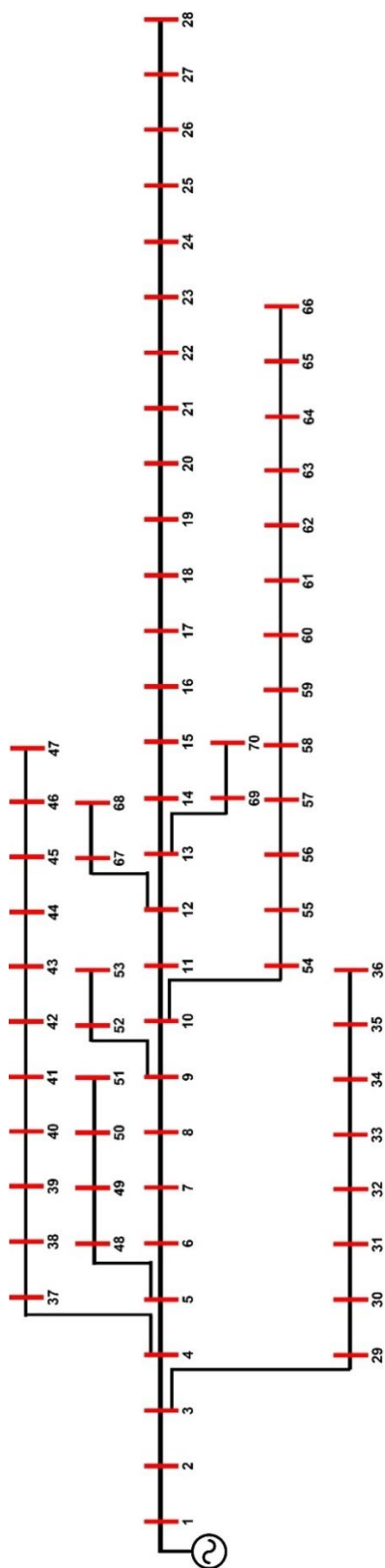
TABELA 48 – DADOS DAS LINHAS PARA O SISTEMA DE 11 BARRAS

De	Para	R [Ω]	X [Ω]
1	2	0,1730	0,2913
2	3	0,4350	0,1783
2	4	0,2595	0,4370
4	5	1,7400	0,7132
5	6	0,4350	0,1783
4	7	0,3460	0,0826
7	8	0,4300	0,1783
7	9	0,4350	0,7283
9	10	0,3460	0,5826
10	11	1,3050	0,5349

FONTE: Adaptado de Baran e Wu (1989)

D.2 SISTEMA DE 70 BARRAS

TABELA D.1 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 70 BARRAS



Barra	P [kW]	Q [kvar]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	2,6	2,2
8	40,4	30
9	75	54
10	30	22
11	28	19
12	145	104
13	145	104
14	8	5,5
15	8	5,5
16	0	0
17	45,5	30
18	60	35
19	60	35
20	0	0
21	1	0,6
22	114	81
23	5,3	3,5
24	0	0
25	28	20
26	0	0
27	14	10
28	14	10
29	26	18,6
30	26	18,6
31	0	0
32	0	0
33	0	0
34	14	10
35	19,5	14

Barra	P [kW]	Q [kvar]
36	6	4
37	26	18,55
38	26	18,55
39	0	0
40	24	17
41	24	17
42	1,2	1
43	0	0
44	6	4,3
45	0	0
46	39,22	26,3
47	39,22	26,3
48	0	0
49	79	56,4
50	384,7	274,5
51	384,7	274,5
52	40,5	28,3
53	3,6	7,2
54	4,35	3,5
55	26,4	19
56	24	17,2
57	0	0
58	0	0
59	0	0
60	100	72
61	0	0
62	1244	888
63	32	23
64	0	0
65	227	162
66	59	42
67	18	13
68	18	13
69	28	20
70	28	20

FONTE: Adaptado de Baran e Wu (1989)

TABELA D.2 – DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA 70 BARRAS

DE	PARA	R[Ω]	X [Ω]
1	2	0,0005	0,0012
2	3	0,0005	0,0012
3	4	1e ⁻¹⁰	1e ⁻¹⁰
4	5	0,0015	0,0036
5	6	0,0251	0,0294
6	7	0,3660	0,1864
7	8	0,3811	0,1941
8	9	0,0922	0,0470
9	10	0,0493	0,0251
10	11	0,8190	0,2707
11	12	0,1872	0,0619
12	13	0,7114	0,2351
13	14	1,0300	0,3400
14	15	1,0440	0,3450
15	16	1,0580	0,3496
16	17	0,1966	0,0650
17	18	0,3744	0,1238
18	19	0,0047	0,0016
19	20	0,3276	0,1083
20	21	0,2106	0,0696
21	22	0,3416	0,1129
22	23	0,0140	0,0046
23	24	0,1591	0,0526
24	25	0,3463	0,1145
25	26	0,7488	0,2475
26	27	0,3089	0,1021
27	28	0,1732	0,0572
3	29	0,0044	0,0108
29	30	0,0640	0,1565
30	31	0,3978	0,1315
31	32	0,0702	0,0232
32	33	0,3510	0,1160
33	34	0,8390	0,2816
34	35	1,7080	0,5646
35	36	1,4740	0,4873

DE	PARA	R [Ω]	X [Ω]
4	37	0,0044	0,0108
37	38	0,0640	0,155
38	39	0,1053	0,1230
39	40	0,0304	0,0355
40	41	0,0018	0,0021
41	42	0,7283	0,8509
42	43	0,3100	0,3623
43	44	0,0410	0,0478
44	45	0,0092	0,0116
45	46	0,1089	0,1373
46	47	0,0009	0,0012
5	48	0,0034	0,0084
48	49	0,0851	0,2083
49	50	0,2898	0,7091
50	51	0,0822	0,2011
9	52	0,0928	0,0473
52	53	0,3319	0,1114
10	54	0,1740	0,0886
54	55	0,2030	0,1034
55	56	0,2842	0,1447
56	57	0,2813	0,1433
57	58	1,5900	0,5337
58	59	0,7837	0,2630
59	60	0,3042	0,1006
60	61	0,3861	0,1172
61	62	0,5075	0,2585
62	63	0,0974	0,0496
63	64	0,1450	0,0738
64	65	0,7105	0,3619
65	66	1,0410	0,5302
12	67	0,2012	0,0611
67	68	0,0047	0,0014
13	69	0,7394	0,2444
69	70	0,0047	0,0016

FONTE: Adaptado de Baran e Wu (1989)

ANEXO E – FUNÇÕES TRADICIONAIS

Além da carga original dos sistemas utilizados, há a opção de que o programa simule em patamares de carga i (leve, média e pesada) durante dias de semana j (útil, sábado e domingo). Ou seja, i e j podem variar de 1 a 3 para as condições de carga da Tabelas E.1 a E.3, ou simplesmente, $i = j = 1$ quando a opção for por carga constante (não varia de acordo com as horas do dia ou os dias da semana, onde:

i : patamares de cargas;

j : tipos de dia;

h_{ij} : número de horas da condição de carga i no dia j ;

d_j : número de dias j no período de um ano.

TABELA E.1 – PATAMARES DA CURVA DE CARGA

Patamares de Carga (i)	Tipo de dia (j)		
	Útil	Sábado	Domingo
Pesada	6	6	4
Média	12	10	12
Leve	18	8	8

FONTE: Adaptado de Szuvovivski (2008)

TABELA E.2 – NÚMERO DE DIAS ANUAIS POR TIPO DE DIA

Tipo de dia	Nº de dias
Útil	249
Sábado	52
Domingo e Feriado	64

FONTE: Adaptado de Szuvovivski (2008)

TABELA E.3 – PORCENTAGEM DA CARGA TOTAL

Patamares de Carga (i)	Tipo de dia (j)		
	Útil	Sábado	Domingo
Pesada	130 %	120 %	110 %
Média	80 %	70 %	60 %
Leve	50 %	40 %	40 %

FONTE: Adaptado de Szuvovivski (2008)

E.1 FUNÇÃO f_1 : PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA

As perdas de potência ativa em todas as linhas do sistema são obtidas pela soma do fluxo e contrafluxo (E.1) em cada trecho de barras consecutivas k e m . O somatório das perdas em todas as linhas corresponde às perdas totais (E.2). Nesse caso nb representa o número de barras do sistema e $m \in M_k$, em que M_k é o conjunto de barras adjacentes à barra k :

$$perdas_{km} = fluxo_{km} + fluxo_{mk} \quad (E.1)$$

$$Perdas = \sum_{k=1}^{nb} perdas_{km} \quad (E.2)$$

A função f_1 corresponde ao produto da energia anual dissipada por essas perdas pelo valor da tarifa T_p de energia em $R\$/kWh.ano$.

$$f_1 = T_p \times \sum_i^i \sum_j^j Perdas_{ij} \times h_{ij} \times d_j \quad (E.3)$$

E.2 FUNÇÃO f_2 : CUSTO DA VIOLAÇÃO DE TENSÃO NAS BARRAS

O Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, revisão 7, data de vigência em 01/01/2016, apresenta as regras para o cálculo das violações dos limites de tensão em regime permanente de uma barra k – vide Tabela E.4 .

TABELA E.4 – CLASSIFICAÇÃO DA TENSÃO DE ATENDIMENTO

Classificação	Faixa de Variação da Tensão	Violação
Adequada	$0,93 [pu] \leq V_{barra} \leq 1,05 [pu]$	$violação_k = 0$
Precária	$0,90 [pu] \leq V_{barra} \leq 0,93 [pu]$	$violação_k = 0,93 - V_k$
Crítica	$V_{barra} < 0,90 [pu]$	$violação_k = 0,90 - V_k$
	$V_{barra} > 1,05 [pu]$	$violação_k = V_k - 1,05$

FONTE: Adaptado de ANEEL (2016)

A função f_2 corresponde ao custo da violação de tensão no intervalo de um ano, calculada pelo produto do custo fixo T_V em $\text{R\$}/V \times h. \text{ano}$ pela $violação_k$

$$Violação = \sum_{k=1}^{nb} violação_k \quad (E.4)$$

$$f_2 = T_V \times \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 Violação_{ij} \times h_{ij} \times d_j \quad (E.5)$$

E.3 FUNÇÃO f_3 : CUSTO DAS QUEDAS DE TENSÃO ENTRE AS BARRAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E A BARRA DA SUBESTAÇÃO

Uma queda de tensão superior a 4% entre as barras da rede elétrica em relação a barra PV do sistema de distribuição radial é penalizada, sendo o custo desta penalização calculado por (E.6), conforme disposto em Szuvovivski (2008), com base na norma da COPEL (1992). Esse custo é representado pela função f_3 .

$$1,144 \times VD \times \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 h_{ij} \times d_j \times \sum_{b \in Q} (QT_{bij} - 4)^{1,45} \times P_{ij} \times CP_b \quad (E.6)$$

onde

VD – valor do dólar em R\$;

b – barra com queda de tensão superior a 4%;

Q – conjunto de barras com queda de tensão superior a 4%;

QT_{bij} – tensão na barra b referente ao patamar de carga i e dia j ;

P_{ij} – porcentagem da carga pesada referente ao patamar de carga i e dia j ;

CP_b – valor da carga pesada na barra b .

E.4 FUNÇÃO f_4 : CUSTO DOS BCS FIXOS E AUTOMÁTICOS

O custo da instalação dos BCS fixos e automáticos (cujo dimensionamento e localização são feitos diretamente pelo AG), gera a função objetivo f_4 que é calculada por (E.7). Os valores de custo aplicados neste trabalho são dados pela Tabela E.5 .

Este custo varia de acordo com sua potência nominal (em kvar), o tipo e valor de mercado.

$$\sum_{bbc \in \Omega} (CapFixo_{bbc} \times Custo_{fixo}) + (CapAuto_{bbc} \times Custo_{auto}) \quad (E.7)$$

TABELA E.5 – PREÇOS DOS BCs

Potência do BC [kvar]	Preço do BC [R\$]	
	Fixo	Automático
150	5.500,00	36.000,00
300	6.000,00	37.000,00
450	6.800,00	38.500,00
600	7.500,00	40.000,00
750	8.000,00	41.000,00
900	8.500,00	42.000,00
1050	9.000,00	43.000,00
1200	9.500,00	44.000,00
1350	10.000,00	45.000,00
1500	10.500,00	46.000,00
1650	11.000,00	47.000,00
1800	11.500,00	48.000,00
1950	11.800,00	48.700,00
2100	12.100,00	49.400,00
2250	12.400,00	50.100,00
2400	12.700,00	50.800,00
2550	13.000,00	51.500,00
2700	13.300,00	52.200,00
2850	13.500,00	52.700,00
3000	13.700,00	53.200,00
3150	13.900,00	53.700,00
3300	14.100,00	54.200,00
3450	14.300,00	54.700,00
3600	14.500,00	55.200,00
3750	14.800,00	56.000,00
3900	15.100,00	56.800,00
4050	15.500,00	57.500,00
4200	16.000,00	58.300,00
4350	16.500,00	59.000,00
4500	17.000,00	60.000,00

FONTE: Adaptado de Szuvovivski (2008)

E.5 FUNÇÃO f_5 : CUSTO DOS RTs FIXOS E AUTOMÁTICOS

O custo da instalação dos RTs gera a função objetivo f_5 , que é calculada por (E.8). Os valores dos equipamentos aplicados neste trabalho são dados pela Tabela E.6. No caso do RT, o AG apenas determina a localização e o dimensionamento é feito de acordo com o valor da corrente proveniente do FPO.

$$2 \times \sum_{rt \in \mu} \text{Custo}_{rt} \quad (\text{E.8})$$

TABELA E.6 – PREÇO DOS RTs

Corrente Nominal do RT [A]	Preço do RT [R\$]
50	37.600,00
100	38.000,00
150	44.800,00
200	51.600,00
250	58.100,00
300	64.700,00
350	70.300,00
400	75.800,00

FONTE: Adaptado de Szuvovivski (2008)

A Tabela E.6 apresenta os valores referentes a unidades monofásicas. A ligação do RT utilizado é em delta aberto, isto é, necessita de duas unidades, tal como a multiplicação por 2 da equação (E.8).

ANEXO F – INTERVALOS DO MÉTODO DO CRITÉRIO GLOBAL

De acordo com Tabela 9, seção 4.2.5, pode-se concluir que para cada cenário de simulação (aloca ou não RT e/ou BC, sistema escolhido, parâmetros do FPO e do AG) a obtenção dos valores de f_n^{min} e f_n^{max} de todos os intervalos do método global, $n \in \{1,2,3,4,5,6,7\}$, são necessárias 6 simulações com alocação e 1 simulação sem alocação.

Este anexo visa ilustrar a metodologia para obtenção destes intervalos. Para demonstração é escolhida aleatoriamente o intervalo de f_6^{max} para o cenário de alocação exclusiva de BC.

Dessa forma, para a utilização do método global, são necessárias duas etapas, (a) obtenção dos intervalos de cada função e (b) cálculo dos valores normalizados.

OBTENÇÃO DOS INTERVALOS DE CADA FUNÇÃO

Como a máxima sobrecarga admissível aumenta com a instalação dos dispositivos e o problema é de minimização, na etapa de obtenção dos índices foi aplicada a razão $f_6^{pu} = \frac{f_{6,sem\ alocação}}{f_6}$ para obter uma função que diminua com uma maior sobrecarga admissível. Por isso o melhor indivíduo é igual a 0,3908, ou seja, $\frac{19,9645\ pu}{51,0844\ pu}$.

A melhor solução foi encontrada na geração 968, indivíduo 9 – o que indica que a quantidade de geração ajustada em 2000 gerações está adequada. Para a composição dos intervalos do método global, o valor de

- 19,9645 pu representa o limite superior;
- 51,0844 pu representa o limite inferior.

CÁLCULO DOS VALORES NORMALIZADOS

Supondo um cenário de simulação em que, após a inserção dos dispositivos, o sistema tenha uma sobrecarga de 30 pu, o valor normalizado em termos do método global é calculado por (F.1).

$$f_6 = \frac{30 - 51,0844}{19,9645 - 51,0844} = 0,6775. \quad (F.1)$$